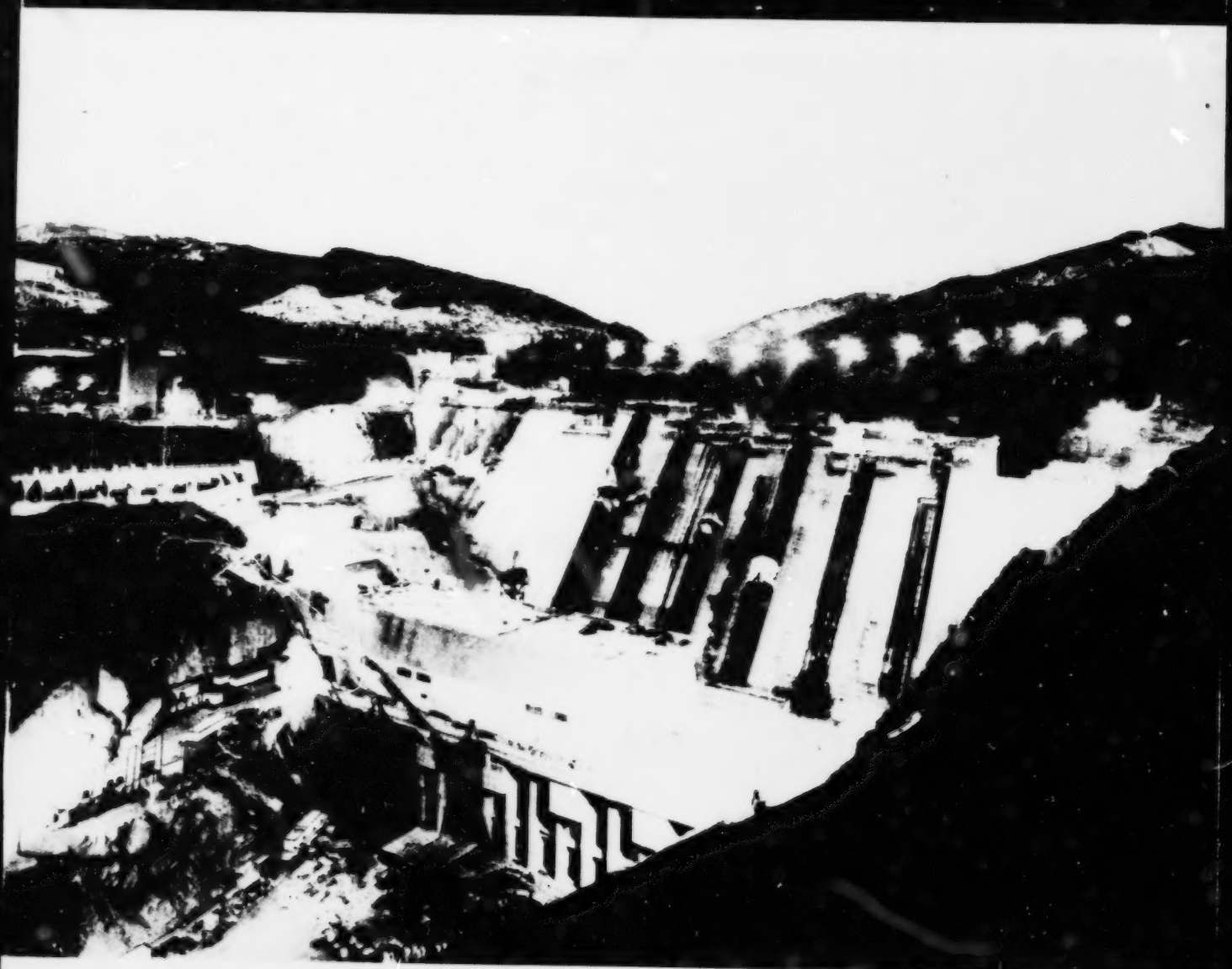
L'énergie électrique au Canada 1984



Canada

86-0603/

Couverture Le site hydro electrique a Revelstoke BC

Photo gracieusete de:

British Columbia Hydro

L'énergie électrique au Canada 1984

Direction de l'énergie électrique
Secteur des économies d'énergie
et des substituts du pétrole

Publié sous l'autorité du Ministre de l'Énergie,
des Mines et des Ressources.
Gouvernement du Canada

Les copies de cette publication sont disponibles sur demande à l'adresse suivante:

Direction de l'énergie électrique
Ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources
580, rue Booth
Ottawa (Ontario)
K1A 0E4

Also available in English: write to

Electrical Energy Branch
Energy, Mines and Resources Canada
580 Booth Street
Ottawa, Ontario
K1A 0E4

Le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources est très reconnaissant aux services publics d'électricité de leur collaboration à la préparation de cette publication.

TABLE DES MATIÈRES

L'industrie de l'électricité au Canada	1
Consommation canadienne d'électricité	10
Capacité de production	17
Marges de réserve	23
Approvisionnements d'énergie	25
Commerce de l'électricité	30
Besoins en combustibles	38
Transport de l'énergie électrique	41
Investissements dans le secteur de l'énergie électrique	45
Établissement des coûts et des prix	51
Annexes	
Définitions et abréviations	

Liste des tableaux	Page
1. Production d'énergie électrique par les entreprises de service public et les établissements industriels, 1970-1984	1
2. Immobilisations, dette, revenus et effectifs des services publics, 1984	4
3. Données comparatives sur les services publics d'électricité des grands pays industriels, 1982	4
4. Pourcentage d'augmentation de la demande d'électricité en 1984	10
5. Demande totale d'électricité au Canada, par secteur, 1979-1984	11
6. Taux de croissance annuelle du produit national brut réel (PNB), de la population, de l'énergie primaire et de l'énergie électrique: taux antérieurs et prévisions	13
7. Prévisions de la demande d'électricité établies par les services publics	13
8. Taux d'augmentation de la demande de pointe	15
9. Facteurs de charge au Canada	15
10. Principaux changements en matière de capacité de production pour l'année 1984	17
11. Prévisions relatives à la capacité de production installée au Canada, par type de combustible	22
12. Excédents de capacité installée en 1984	24
13. Prévisions relatives à la production d'énergie électrique au Canada, par type de combustible	29
14. Le commerce international de l'électricité, 1980-1984	32
15. Exportations d'électricité et revenus, par province, 1982-1984	33
16. Exportations brutes de puissance garantie et d'énergie interruptible, 1984	33
17. Sources de l'électricité exportée, par province, 1984	34
18. Combustible remplacé chez l'importateur	34
19. Exportations canadiennes d'électricité, par province	35
20. Prévisions des services publics relativement aux exportations d'électricité	35
21. Transferts interprovinciaux nets	36
22. Consommation de combustible par les services publics, 1984	40
23. Combustible utilisé pour la production d'électricité au Canada	40
24. Interconnexions provinciales	42
25. Interconnexions provinciales projetées	42
26. Principales interconnexions entre le Canada et les États-Unis	43
27. Interconnexions projetées vers les États-Unis	44

Liste des tableaux	Page
28. Investissements des services publics dans le secteur de l'énergie électrique	47
29. Coût initial des immobilisations exploitées par les services publics	47
30. Investissements prévus par les services publics d'électricité	48
31. Progression des investissements effectués par les services publics d'électricité	49
32. Ratio de la dette des services d'électricité	50
33. Revenu moyen tiré des ventes d'électricité, par province	56
34. Coût mensuel de l'électricité dans certaines villes canadiennes, janvier 1984	57
35. Augmentation annuelle moyenne des tarifs, 1976-1984.	58

Liste des figures	Page
1. Relation historique entre la demande d'électricité per capita et le produit national brut per capita, 1960-1984	12
2. Prévisions de la demande d'électricité	16
3. Capacité installée selon le type de combustible.	18
4. a) Capacité par région, 1984 b) Capacité par source d'énergie, 1984	19
5. Progression de la puissance installée, 1960-1984	20
6. Production d'énergie par type de combustible	26
7. a) Production par région, 1984 b) Production par source d'énergie, 1984	27
8. Transferts nets et exportations nettes d'électricité, 1984	37
9. Taux d'intérêt moyen sur la nouvelle dette à long terme des services publics, 1960-1984	53
10. Tendances de l'indice des prix dans le domaine de la construction des installations de production d'électricité, 1968-1984	54
11. Coût unitaire du combustible fossile servant à la production d'électricité, 1969-1983	55
12. Indices des prix, 1971-1984	59

L'INDUSTRIE DE L'ÉLECTRICITÉ AU CANADA

Structure de l'industrie

Au Canada, l'énergie électrique est fournie par des sociétés nationales (publiques), des sociétés privées de production et des établissements industriels. En 1984, les sociétés publiques ont fourni environ 83 % de toute la production d'électricité, les sociétés privées environ 8 % et les établissements industriels 9 %. Au cours des 15 dernières années, le pourcentage d'énergie produit par les établissements industriels a diminué, tandis que celui des services publics et privés a augmenté (voir le tableau 1).

Les établissements industriels qui produisent de l'énergie cherchent surtout à répondre à leurs propres besoins, mais certains d'entre eux vendent de l'énergie à des services publics ou privés et à des réseaux de distribution municipaux. Environ 70 % des établissements industriels producteurs d'électricité se trouvent au Québec et en Colombie-Britannique, ce qui reflète la forte concentration des sociétés d'exploitation forestière et minière et des alumineries dans ces provinces. Plus de 82 % de l'électricité produite par les établissements industriels est d'origine hydro-électrique; 9 % de la production provient du gaz naturel, 4 % du mazout et le reste d'autres combustibles.

Au Canada, la tendance est à l'accroissement de la propriété publique; ainsi, les gouvernements provinciaux ont acquis la plupart des services d'électricité appartenant à des intérêts privés. Cependant, les sociétés privées jouent encore un rôle de première importance dans l'industrie canadienne. À l'Île-du-Prince-Edouard, l'électricité est fournie par un service privé tandis qu'en Alberta, deux grandes entreprises privées produisent environ 88 % de l'électricité consommée dans la province, les services publics municipaux fournissant presque tout le reste. À Terre-Neuve, une entreprise privée distribue 85 % de l'électricité consommée dans la province. Cette entreprise produit environ 15 % de l'électricité qu'elle vend; elle achète le reste, essentiellement de la société publique provinciale. Au Yukon et dans les Territoires du Nord-Ouest, la Commission de l'énergie du Nord canadien, société fédérale, produit et distribue la plus grande partie de l'électricité; deux sociétés privées fournissent presque tout le reste.

Dans la plupart des provinces, les entreprises d'électricité sont entièrement intégrées, de la production jusqu'à la livraison et la vente au consommateur. L'Ontario fait exception à la règle, du fait qu'environ 70 % de l'électricité consommée dans cette province est achetée de l'Hydro-Ontario et distribuée à quelque 350 services municipaux.

Tableau 1: Production d'énergie électrique par les entreprises de service public et les établissements industriels, 1970-1984

Année	Services publics	Établissements industriels
	(pourcentage)	
1970	84	16
1975	87	13
1977	88	12
1979	90	10
1981	90	10
1982	90	10
1983	90	10
1984	91	9

Source: Statistique Canada, publications 55-202, 57-001.

Contrairement à ce qui se produit dans le cas des services privés, les services publics n'ont pas à payer d'impôt sur le revenu. Afin d'équilibrer la situation, 95 % de l'impôt fédéral payé par les sociétés privées est remboursé à la province d'origine, en vertu de la Loi sur le transfert de l'impôt sur le revenu des entreprises de service public. L'Alberta fait une ristourne aux consommateurs d'électricité. À l'Île-du-Prince-Édouard, une partie du remboursement d'impôt est partagée avec les clients du service public, tandis qu'à Terre-Neuve le remboursement est conservé par le gouvernement provincial à titre de revenu général.

L'industrie de l'électricité joue un rôle prépondérant dans l'économie canadienne. Comme le montre le tableau 2, l'industrie comptait 73 946 employés en 1984 et disposait d'un actif total de 82 milliards de dollars; sa dette à long terme atteignait 60 milliards. Les revenus de cette industrie, auxquels les exportations contribuent 10 %, ont atteint plus de 14 milliards de dollars en 1984. Hydro-Ontario, Hydro-Québec et la British Columbia Hydro, les trois plus grands services d'électricité du Canada, se classent respectivement au premier, au deuxième et au cinquième rang de toutes les sociétés canadiennes pour ce qui est de l'actif. Au tableau 3, la production d'électricité du Canada est comparée à celle de d'autres pays.

Réglementation dans l'industrie de l'électricité

Selon les modalités de la Constitution canadienne, la production, le transport et la distribution de l'électricité sont du ressort des provinces; seules les exportations internationales et l'énergie nucléaire échappent à cette règle. Un organisme fédéral, l'Office national de l'énergie, est chargé de la réglementation des exportations d'électricité vers les États-Unis. La construction et l'exploitation des centrales nucléaires sont régies par un autre organisme fédéral, la Commission de contrôle de l'énergie atomique.

Terre-Neuve

À Terre-Neuve, deux réseaux, la Newfoundland Light and Power Company Limited (NLPC) et la Newfoundland and Labrador Hydro (NLH) se partagent la production et la distribution de l'électricité. La NLPC, un service privé, s'occupe surtout de la distribution de l'électricité. Cette société fut constituée en 1966 par le fusionnement de la St. John's Electric Light Company Limited avec la United Town Electric Company Limited et la Union Electric Light and Power Company. À travers ses prédécesseurs, les origines de la NPLC, remontent à 1895.

La NLH, une société publique qui s'occupe surtout de la production d'électricité, a été constituée en 1975. Actionnaire majoritaire de la Churchill Falls (Labrador) Corporation Limited (CFLCo) dont elle assure la gestion, la NLH est également la société-mère de la Lower Churchill Development Corporation dans laquelle elle détient 51 % des actions, le reste, 49 %, étant la propriété du Canada. Par ailleurs, la NLH administre les activités de distribution régionale de l'électricité au nom du gouvernement provincial et, par l'entremise de la CFLCo, gère les activités de la Twin Falls Power Corporation Limited. La NLPC et la NLH desservent environ 200 000 clients.

Les deux services publics sont responsables devant la Commission des services publics de Terre-Neuve. La Commission réglemente la totalité des activités de la NLPC et, depuis 1977, son autorité s'étend même à la réglementation des tarifs que la NLH impose à ses détaillants, en vertu de l'Electric Power Control Act.

Cependant, la compétence de la Commission ne s'étend pas aux tarifs imposés aux clients industriels desservis par les agences de distribution de la NLH. Elle formule des recommandations au Conseil des ministres de Terre-Neuve concernant ces tarifs, et c'est le Conseil des ministres qui tranche la question.

Tableau 2: Immobilisations, dette, revenus et effectifs des services publics, 1984

	(millions de dollars)			
	Immobilisations	Dette	Revenus	Employés
Terre-Neuve	2 142	1 485	470	2 132
Île-du-Prince-Édouard	83	28	62	195
Nouvelle-Écosse	1 429	1 333	498	2 454
Nouveau-Brunswick	2 800	2 100	834	2 485
Québec	27 129	18 326	4 101	18 560
Ontario	27 301	21 506	4 212	29 613
Manitoba	2 806	2 213	506	3 593
Saskatchewan	1 657	1 904	424	3 148
Alberta	4 396	1 946	1 330	4 672
Colombie-Britannique	10 579	8 387	1 513	6 764
Yukon/Territoires du Nord-Ouest	273	231	90	330
Canada	81 495	59 560	14 040	73 946

Source: Rapport annuel des services publics d'électricité.

Tableau 3: Données comparatives sur les services publics d'électricité des grands pays industriels, 1982

	É.-U.	URSS	Japon	Canada	R.F.A.	R.-U.	France	Italie
Capacité de production (GW)	650	254*	140	85	75	65*	70	39*
Production d'énergie (TWh)	2 241	1 259*	523	376	304	260*	237	156
Production per capita (KWh)	9 944	5 064	4 906	15 283	5 952	4 975*	4 893	3 251
Taux moyen d'augmentation (%) de la production d'électricité								
1972-1977	3.6	6.0	4.5	5.7	4.0	1.2	4.4	4.3
1977-1982	.9	3.5	1.7	3.7	1.8	0.0	5.6	1.9

* Données de 1981

Sources: L'industrie de l'électricité au Japon, 1983; Statistique Canada, publication 57-202.

Île-du-Prince-Édouard

La Maritime Electric Company Limited (MEC), société privée qui fournit de l'électricité à l'Île-du-Prince-Édouard depuis 1918, possède et exploite un réseau entièrement intégré de production, de transport et de distribution de l'électricité dans toute l'Île. En outre, la MEC exploite deux centrales alimentées au mazout à Charlottetown et à Borden, détient 10 % des intérêts dans la centrale alimentée au charbon et au mazout (numéro 2) de Dalhousie exploitée par la Commission d'énergie du Nouveau-Brunswick, et loue l'interconnexion par câble sous-marin vers le Nouveau-Brunswick, qui est la propriété du gouvernement de l'Île-du-Prince-Édouard. La MEC dessert environ 44 100 clients dans l'Île. La ville de Summerside possède son propre réseau de distribution et achète de l'énergie de la MEC.

La MEC est assujettie aux règlements de la Commission des services publics de l'Île-du-Prince-Édouard, en vertu des dispositions de la Electric Power and Telephone Act. C'est la Commission qui décide des tarifs imposés dans la province.

Nouvelle-Écosse

En 1972, la Commission d'énergie de la Nouvelle-Écosse (CENE) achetait les actions d'une société privée, la Nova Scotia Light and Power Company Limited, et en 1973 elle devenait l'actuelle Nova Scotia Power Corporation, qui dessert tous les clients de la province. Presque toute l'électricité de la NSPC provient de sources thermiques, le charbon contribuant à plus de la moitié de cette production. La société exploite également des centrales hydro-électriques et achète de l'énergie du Nouveau-Brunswick. La centrale Lingan fournit la plus grande partie de la production provinciale. En 1984, la NSPC comptait plus de 341 000 clients. Avant 1976, le gouvernement de la Nouvelle-Écosse décidait directement des tarifs et des politiques des services publics de la province. Depuis, ces fonctions ont été confiées à la Commission des services publics, qui détient désormais tous les pouvoirs décisionnaires.

Nouveau-Brunswick

Avant 1918, plus de 20 services privés et publics se partageaient les activités de production et de distribution de l'électricité au Nouveau-Brunswick. En 1918, par un décret du Conseil, le gouvernement créait la Water Power Commission, chargée de dresser le bilan des ressources hydrauliques de la province. Agissant sur les recommandations de la Water Commission, le gouvernement créa la Commission d'énergie du Nouveau-Brunswick en vertu d'une loi adoptée en 1920, loi qui confère à ladite entreprise publique le mandat de produire et de distribuer de l'électricité dans toutes les régions de la province. La Commission d'énergie du N.B. obtient son électricité de sources nucléaires, hydrauliques et thermiques; elle en achète également du Québec. Elle compte presque 236 000 clients directs, en sus des 37 000 clients indirects des services municipaux de distribution auxquels elle vend de l'électricité.

Les tarifs imposés par la Commission ne sont révisés par aucun organisme de réglementation. En vertu de l'Electric Power Act de la province, les tarifs doivent pouvoir couvrir tous les coûts.

Québec

Hydro-Québec a été créée par l'Assemblée législative de la province en 1944. Suite à sa création, la nouvelle société a acquis les actifs de la Montreal Light, Heat and Power Consolidated et ceux de la Beauharnois Light, Heat and Power Company. En 1963, Hydro-Québec a fait l'acquisition des dix dernières sociétés privées de la province, notamment la Shawinigan Water and Power Company, la Southern Power Company Limited, la Québec Power Company et la Gatineau Power Company. La société a par la suite acheté plusieurs réseaux municipaux de distribution et d'éclairage public, ainsi que la plupart des coopératives de production d'électricité du Québec.

Hydro-Québec a la propriété exclusive de deux filiales actives, la Société d'énergie de la Baie James (SEJB), qui exécute présentement la phase 1 du complexe La Grande, et Hydro-Québec International, qui fournit des services de consultation et de génie pour des projets de production d'énergie électrique à l'étranger. Hydro-Québec détient également des actions dans la Churchill Falls (Labrador) Corporation Limited (CFLCo), qui exploite la Centrale Churchill Falls, et dans la Nouveler Inc., qui promouvoit les économies d'énergie et les sources d'énergie de rechange. Hydro-Québec, qui compte environ 2,6 millions de clients, s'occupe de la production, du transport et de la distribution de presque toute l'électricité vendue au Québec; le reste de cette électricité provient d'établissements industriels. Hydro-Québec produit de l'énergie électrique essentiellement à partir de sources hydrauliques.

Les tarifs fixés par la société doivent être approuvés par l'Assemblée législative du Québec.

Ontario

Hydro-Ontario, société de la Couronne, a été créée en 1906 par une décision de l'Assemblée législative de la province. La société possède des pouvoirs étendus en matière de production, d'achat et de livraison d'énergie électrique dans toute la province et ses activités sont actuellement régies par la Power Corporation Act. Hydro-Ontario doit d'abord fournir de l'énergie aux services municipaux qui, eux, assurent la distribution à leurs clients. Par ailleurs, Hydro-Ontario compte plus de 100 gros clients industriels directs et environ 770 000 clients au détail dans les régions rurales ou dans les communautés qui ne sont pas desservies par les services municipaux. L'électricité est surtout produite à partir de sources thermiques, nucléaires et hydrauliques. En 1984, environ 3,1 millions de clients étaient desservis par Hydro-Ontario et les services municipaux de la province.

Hydro-Ontario exerce ses fonctions sous l'autorité du lieutenant-gouverneur en conseil. Le ministre de l'Énergie peut demander à la Commission d'énergie de l'Ontario d'examiner les tarifs de la société ou ses méthodes d'établissement des tarifs. La Commission tient également des audiences de révision des tarifs pour l'énergie livrée en grande quantité et formule des recommandations qui sont généralement acceptées par Hydro-Ontario.

Manitoba

La Commission d'énergie électrique du Manitoba (Manitoba Hydro) est une société de la Couronne constituée en 1949 par l'Assemblée législative de la province. Elle possède des pouvoirs étendus relativement à la production d'énergie électrique dans la province et elle est régie par la Manitoba Hydro Act. Elle distribue de l'électricité à travers toute la province, sauf dans le centre de Winnipeg; ces clients sont desservis par une entreprise municipale, la Winnipeg Hydro. La Manitoba Hydro et la Winnipeg Hydro fonctionnent en tant que système intégré de production et de distribution d'électricité. En 1984, la Manitoba Hydro comptait environ 334 000 clients directs. Presque toute l'électricité produite dans la province provient de sources hydrauliques.

En vertu de la Manitoba Hydro Act, les tarifs sont fixés par la Manitoba Hydro et entérinés par la Commission des services publics. La Commission conseille le gouvernement provincial, et c'est le lieutenant-gouverneur en conseil qui a le dernier mot en matière de tarifs et de questions liées aux approvisionnements d'électricité.

Saskatchewan

La Saskatchewan Power Corporation (SPC), société de la Couronne, a été créée en vertu de la Power Corporation Act de 1950; elle succédait à la Saskatchewan Power Commission, créée en 1929 pour mettre sur pied un réseau intégré de production et de distribution d'électricité à travers la province. La loi confère à la SPC le mandat de produire, de transporter et de distribuer le gaz naturel et l'électricité. La SPC a commencé à exploiter le service public de gaz naturel en 1952. À la fin de 1984, la SPC comptait environ 386 000 clients abonnés à l'électricité et 253 500 abonnés au gaz naturel. Presque toute l'électricité est produite à partir de charbon.

La Power Corporation Act confère à la Saskatchewan Power Corporation le privilège de fixer les tarifs du gaz naturel et de l'électricité. Ces tarifs sont cependant examinés et approuvés par la Commission d'examen des services publics de la Saskatchewan.

Alberta

L'Alberta compte trois grands services d'électricité, la TransAlta Utilities Corporation, l'Alberta Power Limited et l'Edmonton Power, qui répondent à environ 98 % des besoins en énergie électrique de la province.

La TransAlta Utilities Corporation, anciennement la Calgary Power Limited, est le plus important service d'électricité privé du Canada. La société, constituée en vertu des lois du Canada, se livre à la production et à la distribution de l'électricité dans la province depuis 1911. Elle répond à plus de 74 % des besoins en énergie électrique de l'Alberta et dessert plus de la moitié de la population. À la fin de 1984, la société comptait environ 280 000 clients directs. Presque toute l'électricité qu'elle produit provient de la combustion du charbon.

L'Alberta Power Limited, constituée en 1972, est également un service privé, une filiale de la Canadian Utilities Ltd. Les activités de cette société sont concentrées dans le centre-est et le nord de la province. L'Alberta Power, qui a répondu à environ 17 % de la demande totale d'électricité en 1984,

compte environ 140 000 clients. La société produit presque toute son électricité à partir du charbon.

L'Edmonton Power est le deuxième plus important service public de l'Alberta et, en matière de capacité de production canadienne, le plus important service détenu par une municipalité. Depuis sa création en 1902, son rythme d'expansion a suivi celui de la ville d'Edmonton. Le service a répondu à un peu plus de 7 % des besoins en électricité de l'Alberta en 1984 et compte plus de 224 000 clients.

En ce qui a trait à l'expansion des installations de production et de transport, les services publics albertains sont sous la juridiction de la Commission de conservation des ressources énergétiques. L'approbation de la Commission et l'autorisation du lieutenant-gouverneur en conseil sont requises pour la construction et l'exploitation de centrales hydrauliques et thermiques. Par ailleurs, la construction de centrales hydrauliques doit être sanctionnée par une loi.

Les tarifs de l'électricité sont entérinés par la Commission des services publics. Dans le cadre d'une entente de mise en commun, les trois services vendent leur énergie à l'Electric Energy Marketing Agency, à des prix que la Commission détermine en fonction de leurs coûts de production. La EEMA revend cette électricité aux mêmes services publics, à un prix moyen, de façon à réduire les écarts à travers la province. La compétence de la Commission des services publics s'étend également aux tarifs imposés à la clientèle et au service offert par les sociétés privées. En tant que service municipal, l'Edmonton Power n'est pas assujettie à ce contrôle.

Colombie-Britannique

La British Columbia Hydro and Power Authority (B.C. Hydro) est une société de la Couronne établie en 1961. Le réseau de production et de distribution de la B.C. Hydro couvre toute la province, à l'exception de la région desservie par la Cominco Limitée et sa filiale, la West Kootenay Power and Light Company Limited. La B.C. Hydro est le troisième service public en importance au Canada et le plus grand distributeur de gaz naturel de la province. La B.C. Hydro produit, transporte et distribue de l'électricité à plus d'un million de clients, dans la zone où se trouve plus de 90 % de la population de la Colombie-Britannique. La société distribue également du gaz naturel dans le Vancouver métropolitain et dans la vallée du Fraser, et du propane dans le Victoria métropolitain.

La Commission des services publics de la Colombie-Britannique (CSPCB) supervise les activités de la B.C. Hydro. Sa compétence s'étend aux projets d'expansion du réseau, aux transactions financières et aux barèmes tarifaires. La Cominco n'est pas assujettie à cette réglementation générale, mais doit se conformer aux modalités concernant la structure tarifaire et l'exploitation des installations. Les nouvelles exportations d'électricité requièrent des permis de la CSPCB, suite à l'approbation du lieutenant-gouverneur en conseil.

Yukon et Territoires du Nord-Ouest

La Commission d'énergie du Nord canadien (CENC) est une société de la Couronne créée en 1956, en vertu de la Loi sur la Commission de l'énergie du Nord canadien. La Commission s'occupe des questions de planification, de construction et de gestion des services publics, dans une perspective commerciale. La Commission est le principal producteur d'électricité au nord du 60^{e} parallèle; elle exploite les principaux réseaux de transport dans le Nord et compte actuellement plus de 12 000 abonnés.

En vertu de la Loi sur la Commission d'énergie du Nord canadien (LCENC), la Commission doit s'autofinancer à même les revenus tirés des zones tarifaires du Yukon et des Territoires du Nord-Ouest. Ainsi, les tarifs imposés par les services publics doivent générer suffisamment de revenus pour couvrir les coûts d'investissement et d'exploitation de la Commission. Bien qu'elle ne soit pas tenue de le faire, cette dernière accepte généralement les recommandations des commissions des services publics du Yukon et des Territoires du Nord-Ouest, à la condition que ces recommendations n'entrent pas en conflit avec ses propres exigences.

CONSOMMATION CANADIENNE D'ÉLECTRICITÉ

Consommation d'électricité en 1984

En 1984, la demande d'électricité a augmenté de 7,1 %, la plus forte augmentation annuelle depuis 1976. Cette situation est essentiellement attribuable à la croissance de l'économie canadienne. En effet, le produit national brut réel a augmenté de 4,7 % en 1984, ce qui constitue également la plus forte augmentation depuis 1976. Le remplacement du mazout par l'électricité pour le chauffage a aussi contribué à l'augmentation de la consommation. D'octobre 1980 à décembre 1984, environ 900 000 propriétaires ont converti leurs systèmes de chauffage au mazout à une autre source d'énergie. Dans la majeure partie des cas (41 % du total), les propriétaires ont adopté l'électricité comme mode de chauffage. Les températures de 1984, plus basses que celles de l'année précédente, ont également contribué à l'augmentation de la demande d'électricité.

En raison de la forte augmentation de la demande, le facteur "électricité" n'a cessé de croître en importance au sein de l'économie canadienne en 1984. La quantité d'électricité consommée, exprimée en kilowatts-heures par dollar de PNB réel ($ de 1971) a été de 3,09 en 1984 comparativement à 3,02 en 1983, à 2,65 en 1975 et à 2,58 en 1970.

Le tableau 4 montre le taux de croissance de la demande d'électricité par province et par principaux services publics pour l'année 1984. Ce taux varie beaucoup d'une province à l'autre; de 12,3 au Nouveau-Brunswick, il passe à 1,9 pour la Colombie-Britannique. De tous les grands services publics, Hydro-Québec est celui qui a enregistré le plus fort taux d'augmentation (12,7 %), suivi de la Commission d'énergie du Nouveau-Brunswick et de la Saskatchewan Power Corporation, dont les augmentations respectives sont de 12,2 % et de 10,1 %.

Tableau 4. Pourcentage d'augmentation de la demande d'électricité en 1984

	Province	Grands services publics
Terre-Neuve	5.7	4.8
Île-du-Prince-Édouard	2.0	2.0
Nouvelle-Écosse	7.0	6.7
Nouveau-Brunswick	12.3	12.2
Québec	10.6	12.7
Ontario	5.5	5.8
Manitoba	2.9	4.6
Saskatchewan	10.1	10.1
Alberta	6.9	5.9
Colombie-Britannique	1.9	5.0
Yukon/TNO	9.5	7.6
Canada	7.1	8.4

Source: Énergie, Mines et Ressources Canada.

Le tableau 5 donne un aperçu de la demande d'électricité par secteur, de 1979 à 1984. Le secteur industriel est notre plus grand consommateur en 1984, totalisant 50 % de la consommation globale, suivi du secteur résidentiel (28 %) et du secteur commercial (12 %).

Prévisions relatives à la demande

Au cours de la dernière décennie, il est devenu de plus en plus difficile d'établir des prévisions relatives à la demande, en raison des perturbations économiques qu'ont provoqué les hausses rapides des prix de l'énergie. Ces augmentations ont touché l'ensemble du secteur de l'énergie et se sont soldées par des changements considérables dans le volume et la nature de l'énergie utilisée. La diminution du prix international du pétrole enregistrée au cours des dernières années n'a fait qu'ajouter à ce climat d'incertitude. Les réajustements actuels au niveau de la consommation d'énergie continuent de rendre difficile l'établissement de prévisions économiques.

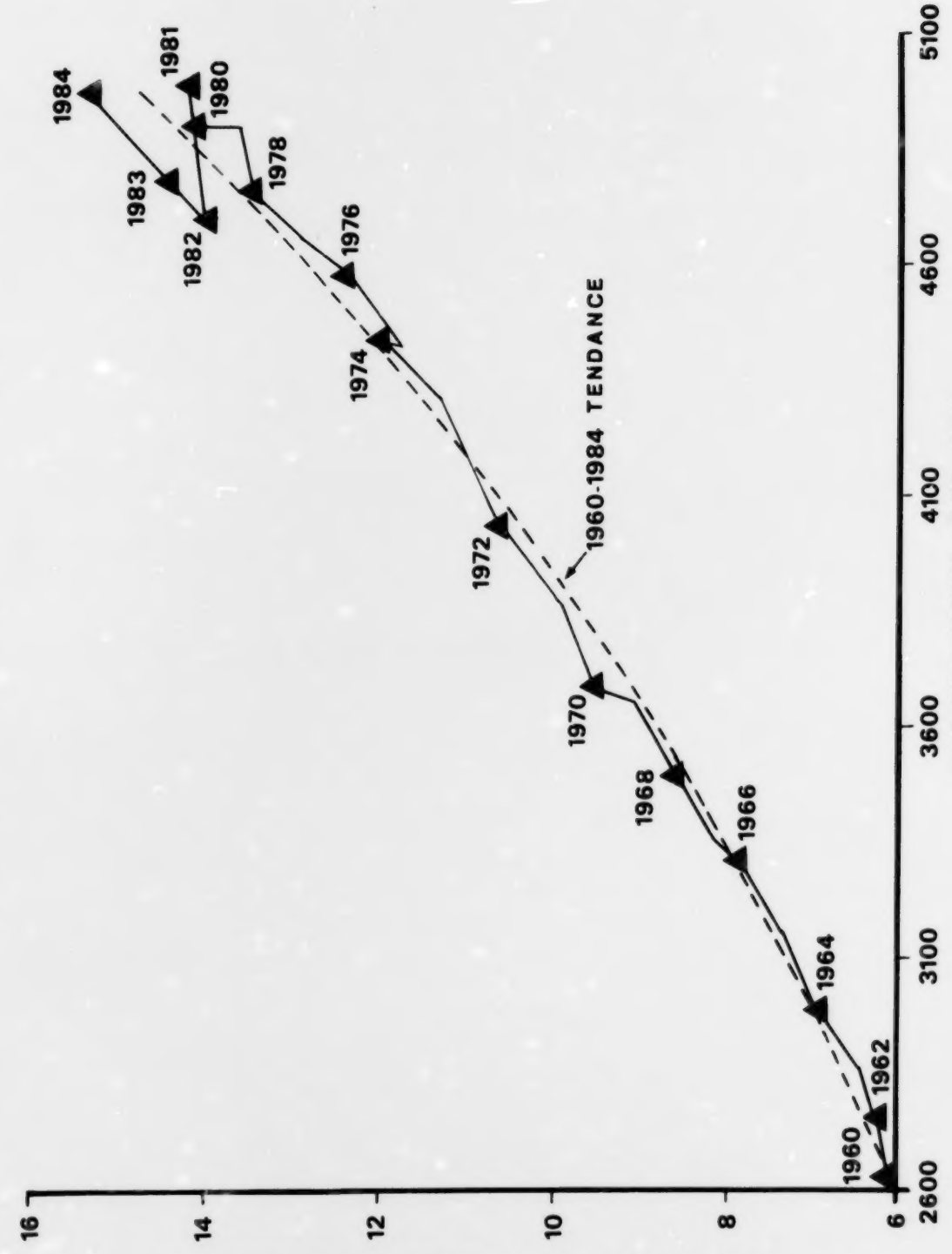
Tableau 5. Demande totale d'électricité au Canada, par secteur, 1979-1984

	1979		1980		1981		1982		1983		1984	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%
Résidentiel et agricole	87 638	27	92 669	27	95 048	28	99 248	29	101 101	28	107 945	28
Commercial	72 384	22	73 450	22	75 681	22	77 770	22	80 753	22	84 814	22
Industriel	163 443	51	173 949	51	175 526	50	168 421	49	177 910	50	192 757	50
Total	323 465	100	340 068	100	346 255	100	345 439	100	359 764	100	385 515	100

Source: Statistique Canada, publication numéro 57-202, 1979-1983.
Les données de 1984 sont préliminaires.

FIGURE 1

RELATION HISTORIQUE ENTRE LA DEMANDE D'ÉLECTRICITÉ PER CAPITA ET LE PRODUIT NATIONAL BRUT PER CAPITA, 1960–1984



La figure 1 illustre l'étroite relation entre le rendement économique per capita, mesuré d'après le produit national brut (PNB) et la demande d'électricité per capita.

Le tableau 6 donne une indication de la croissance du PNB réel (le PNB non soumis à l'inflation), de la population, de la demande d'énergie primaire (l'énergie totale des sources d'énergie à l'état initial) et de la demande d'énergie électrique. On y trouve également des prévisions préparées par le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources (ÉMR) relativement à chacune de ces variables pour la période allant de 1984 à l'an 2000.

Puisque la croissance économique et l'expansion démographique devraient être beaucoup plus lentes au cours des 16 prochaines années qu'au cours des 25 dernières, l'augmentation de la demande d'électricité devrait ralentir également. Cependant, d'après les prévisions du tableau 6, l'énergie électrique est appelée à jouer un rôle de plus en plus important au Canada. Le pourcentage de l'énergie primaire fournie sous forme d'électricité devrait passer de 42 % en 1984 à environ 44 % en 1990 et à 46 % en l'an 2000.

Tableau 6. Taux antérieurs et prévus de croissance annuelle.

	(pourcentage)		
	1960-84	1973-84	1984-2000
PNB réel	4.2	2.5	3.0
Population	1.4	1.2	0.7
Énergie primaire	3.6	1.4	2.5
Énergie électrique	5.4	3.7	2.9

Source: Énergie, Mines et Ressources Canada.

Les longs délais qui précèdent la mise en service de nouvelles installations de production (5 à 10 ans) rendent nécessaire l'établissement de prévisions relatives à la demande future, malgré la difficulté de la tâche. Le tableau 7 présente un résumé des prévisions préparées par les grands services publics, prévisions qui ont été fournies à ÉMR en janvier 1985. Les prévisions indiquées entre parenthèses sont celles de l'an dernier; elles montrent bien les fluctuations de perception dans ce domaine. À l'exception de l'Île-du-Prince-Édouard, de la Nouvelle-Écosse et du Nouveau-Brunswick, tous les services publics ont réduit leurs prévisions de croissance pour la période allant de 1984 à l'an 2000, comparativement aux données fournies en janvier 1984.

Tableau 7. Prévisions de la demande d'électricité établies par les services publics (%)

	1984-1990	1990-2000	1984-2000
T-N	2.8 (4.0)	2.9 (4.3)	2.8 (4.2)
Î-P-É	3.9 (1.0)	2.7 (1.0)	3.2 (1.0)
N-É	4.3 (3.8)	3.7 (3.7)	3.9 (3.7)
N-B	3.1 (3.2)	2.3 (2.2)	2.6 (2.6)
Qué	2.6 (2.9)	2.0 (2.9)	2.2 (3.1)
Ont	2.2 (2.8)	2.3 (2.2)	2.2 (2.5)
Man	2.5 (3.3)	2.5 (2.8)	2.5 (3.0)
Sask	2.2 (2.9)	2.2 (2.5)	2.2 (2.6)
Alb	4.3 (4.5)	3.6 (4.1)	3.9 (4.2)
C-B	2.1 (2.7)	1.4 (2.5)	1.7 (2.6)
TNO/ Yukon	1.0 (3.7)	0.5 (1.5)	0.7 (2.3)
Canada	2.6 (3.0)	2.2 (2.6)	2.4 (2.8)

Source: Énergie, Mines et Ressources Canada - Questionnaire distribué aux services publics.

La forte diminution dans les prévisions relatives à la demande d'électricité montre jusqu'à quel point il est difficile de prévoir avec certitude cette demande. Plutôt que de dresser des prévisions simples, la plupart des services publics préfèrent maintenant établir une gamme de prévisions et attribuer à chacune une probabilité statistique. Les services publics utilisent dorénavant des méthodes de planification aux options plus souples. Plutôt que d'essayer de planifier la capacité de production en fonction des niveaux que la demande pourrait atteindre, les services publics cherchent maintenant à modifier les besoins en demande de pointe par une gestion de charge directe, tout en assurant une capacité de production suffisante pour répondre à la demande prévue, selon des hypothèses raisonnables concernant les taux d'augmentation.

La figure 2 montre différentes prévisions relatives à la demande d'électricité. Dans ces graphiques en colonnes, les hypothèses de base de l'Office national de l'énergie pour 1984 côtoient les toutes dernières prévisions d'ÉMR, fondées sur son modèle de demande de substitution intercombustible, de même que les prévisions élaborées par la Direction de l'énergie électrique à partir des projections fournies par les grands services publics.

Demande de pointe

La demande de pointe a augmenté de 3,6 % au Canada en 1984 pour passer à environ 69 000 MW, comparativement à 67 000 MW en 1983. D'après les projections des services publics d'électricité, la demande de pointe devrait augmenter de 2,1 % par année pour atteindre 97 000 MW vers l'an 2000. Le tableau 8 présente les prévisions relatives au taux d'accroissement de la demande de pointe dans toutes les provinces et les territoires, établies à partir des prévisions des principaux services publics d'électricité pour la période allant de 1984 à l'an 2000.

Facteur de charge

Comme il a été mentionné dans une section antérieure, la demande d'énergie a augmenté à un rythme plus rapide que la demande de pointe en 1984. Le taux d'augmentation de la demande d'énergie a été de 7,1 % et celui de la demande de pointe de 3,6 %; par conséquent, le facteur de charge a augmenté de 3,4 % dans l'ensemble du Canada, passant de 61,6 % en 1983 à 63,7 % en 1984. Le tableau 9 indique les facteurs de charge pour chaque province et pour l'ensemble du Canada, au cours de la période qui s'étend de 1984 à l'an 2000.

Tableau 8. Taux d'augmentation de la demande de pointe (%)

	1984-1990	1990-2000	1984-2000
T-N	2.3	3.2	2.9
Î-P-É	3.2	2.7	2.9
N-É	4.3	3.8	4.0
N-B	4.7	2.3	2.9
Qué	-0.1	2.2	1.3
Ont	2.3	2.2	2.3
Man	3.6	2.5	2.9
Sask	2.7	2.1	2.3
Alb	4.3	4.0	4.1
C-B	1.7	1.6	1.6
TNO/ Yukon	1.1	0.5	0.7
Canada	1.7	2.4	2.1

Source: Énergie, Mines et Ressources- Questionnaire distribué aux services publics.

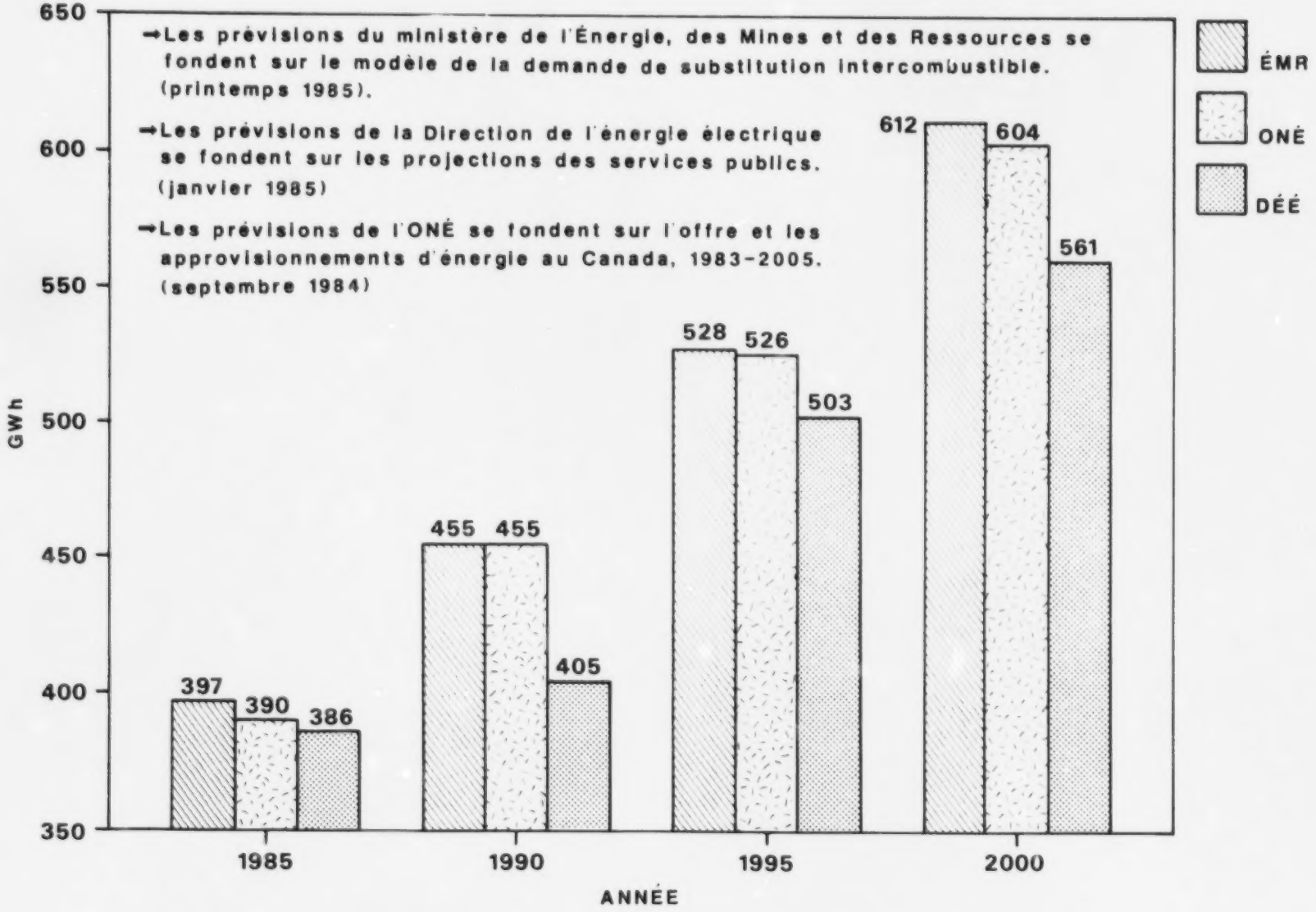
Tableau 9. Facteurs de charge au Canada (%)

	1984	1990	2000
T-N	53.6	55.0	53.2
Î-P-É	57.7	60.4	60.5
N-É	62.9	62.8	62.2
N-B	62.5	59.2	59.2
Qué	61.4	72.4	71.0
Ont	67.3	66.9	67.1
Man	60.0	56.2	56.1
Sask	61.2	59.4	59.8
Alb	70.3	70.2	67.4
C-B	62.9	64.5	63.1
TNO/ Yukon	55.0	54.9	54.9
Canada	63.7	67.2	66.3

Source: Énergie, Mines et Ressources- Questionnaire distribué aux services publics.

FIGURE 2

PRÉVISIONS DE LA DEMANDE D'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE



CAPACITÉ DE PRODUCTION

Augmentations

La capacité de production a augmenté de 6 250 MW en 1984 pour passer à 95 530 MW à la fin de l'année, soit une augmentation de 6,7 % par rapport à 1983. Les augmentations totales se chiffrent à 3 857 MW pour les centrales hydro-électriques, à 1 816 MW pour les centrales nucléaires et à 577 MW pour les centrales thermiques, soit des augmentations respectives de 62 %, 29 % et 9 %. Un résumé des principales augmentations est présenté au tableau 10 ci-dessous.

La figure 3 montre la capacité installée par type de combustible et par province, tandis que les figures 4A et 4B présentent des données sur la capacité installée par région et la capacité installée par source d'énergie au Canada. À la figure 5, le graphique donne un aperçu de la progression de la capacité installée au Canada, pour la période allant de 1979 à 1984. Même si la part du marché de l'hydro-électricité a diminué depuis 1960, cette source de production n'en demeure pas moins la plus importante, puisqu'elle a compté pour 59 % de la capacité installée au Canada en 1984.

Tableau 10. Principaux changements en matière de capacité de production pour l'année 1984

Augmentations	Projet	Genre de centrale	Nombre de groupes	Capacité MW
Nouvelle-Écosse	Lingan	Thermique (charbon)	1	150
	Annapolis Royal	Hydraulique	1	20
Québec	La Grande 3	Hydraulique	2	384
	La Grande 4	Hydraulique	7	2051
Ontario	Bruce B	Nucléaire	1	784
	Pickering B	Turbine à gaz	2	33
		Nucléaire	2	1032
Alberta	Keephills	Thermique (charbon)	1	394
Colombie-Britannique	Revelstoke	Hydraulique	3	1382
Yukon	Whitehorse 4	Hydraulique	1	20

Source: Énergie, Mines et Ressources - Questionnaire distribué aux services publics.

FIGURE 3

CAPACITÉ INSTALLÉE SELON LE TYPE DE COMBUSTIBLE, POURCENTAGE DU TOTAL PROVINCIAL 1984

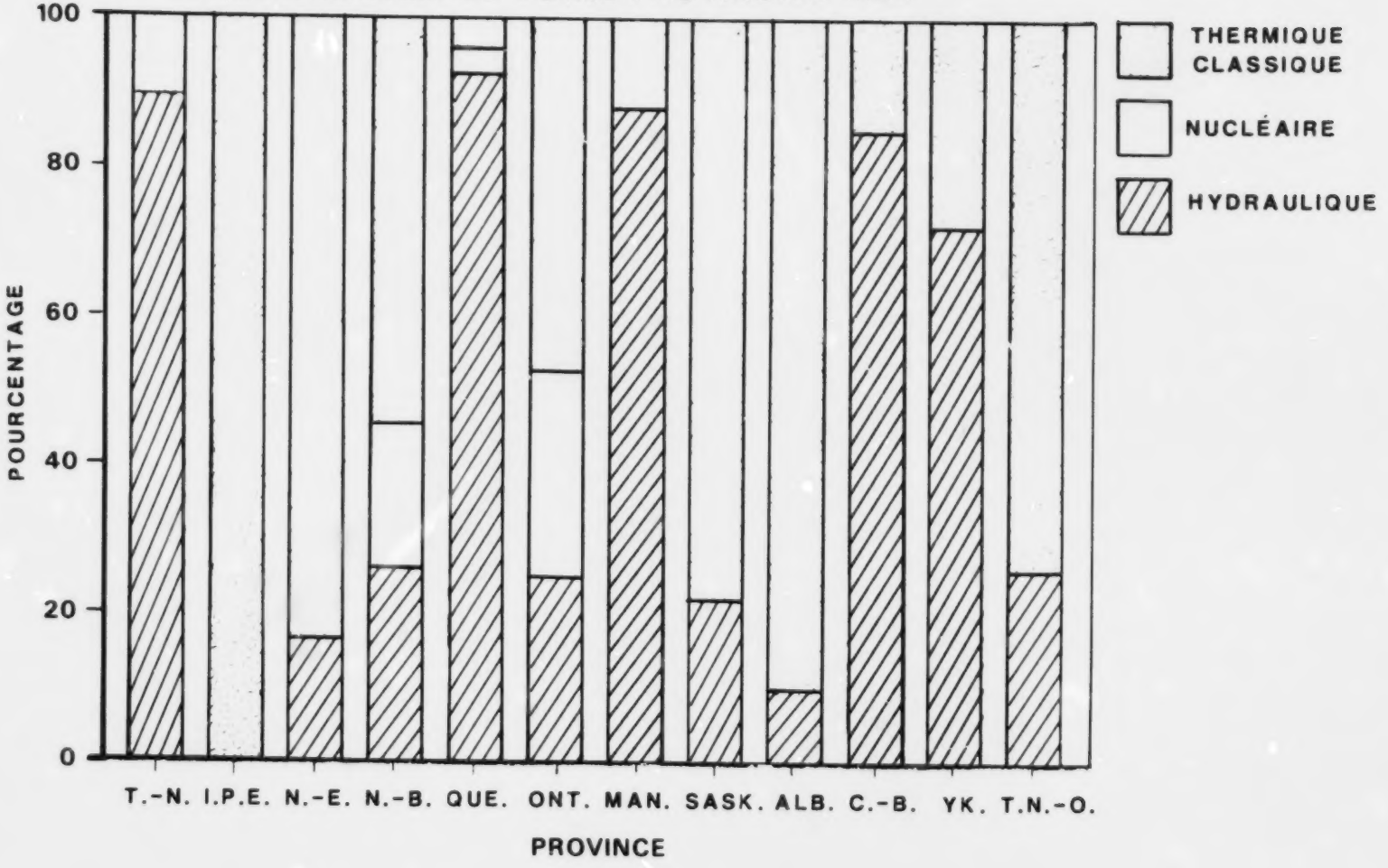


Figure 4a

CAPACITÉ PAR RÉGION, 1984

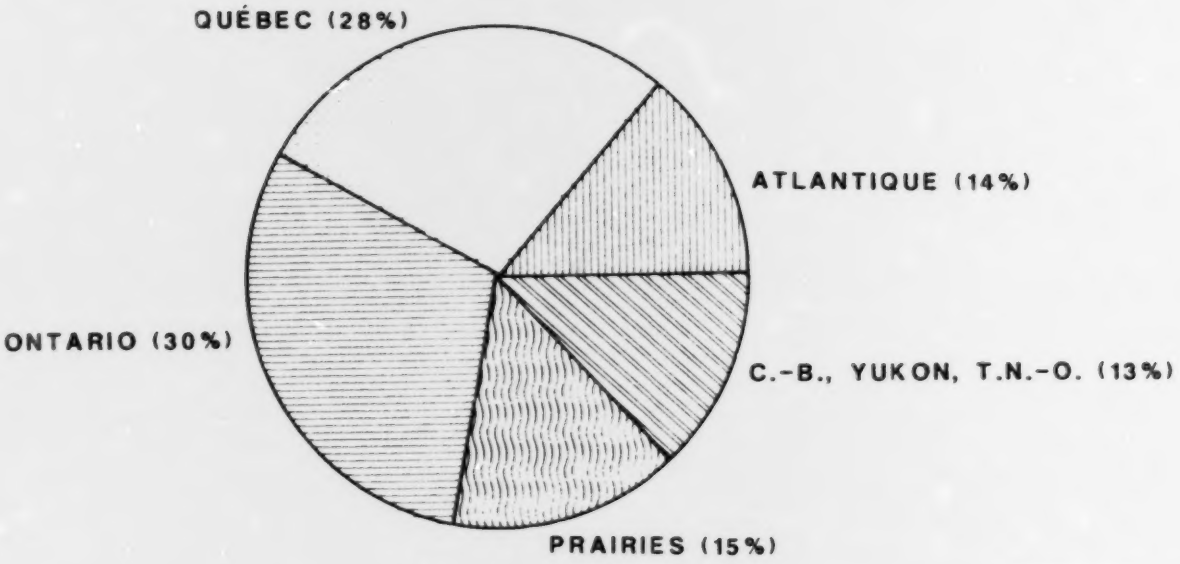


Figure 4b

CAPACITÉ PAR SOURCE D'ÉNERGIE, 1984

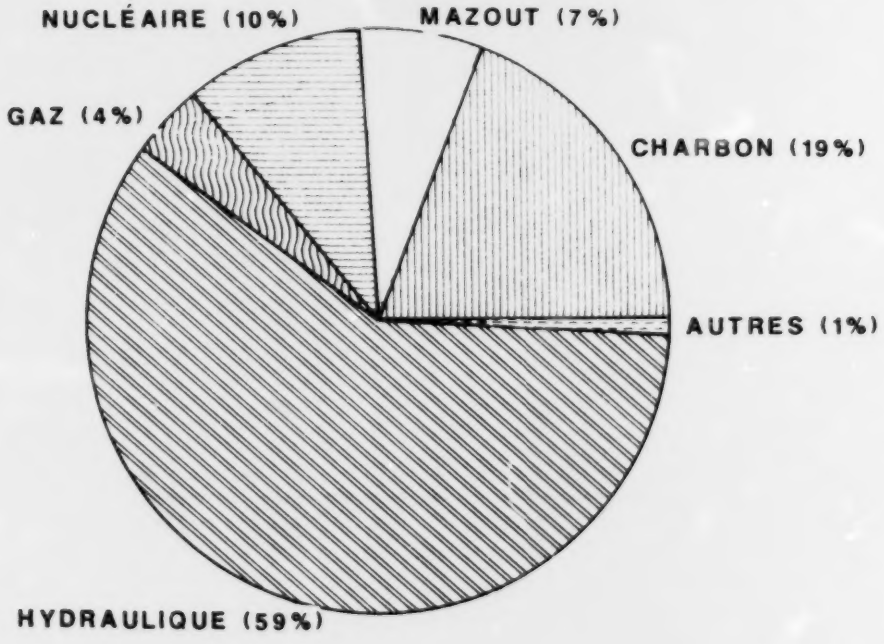
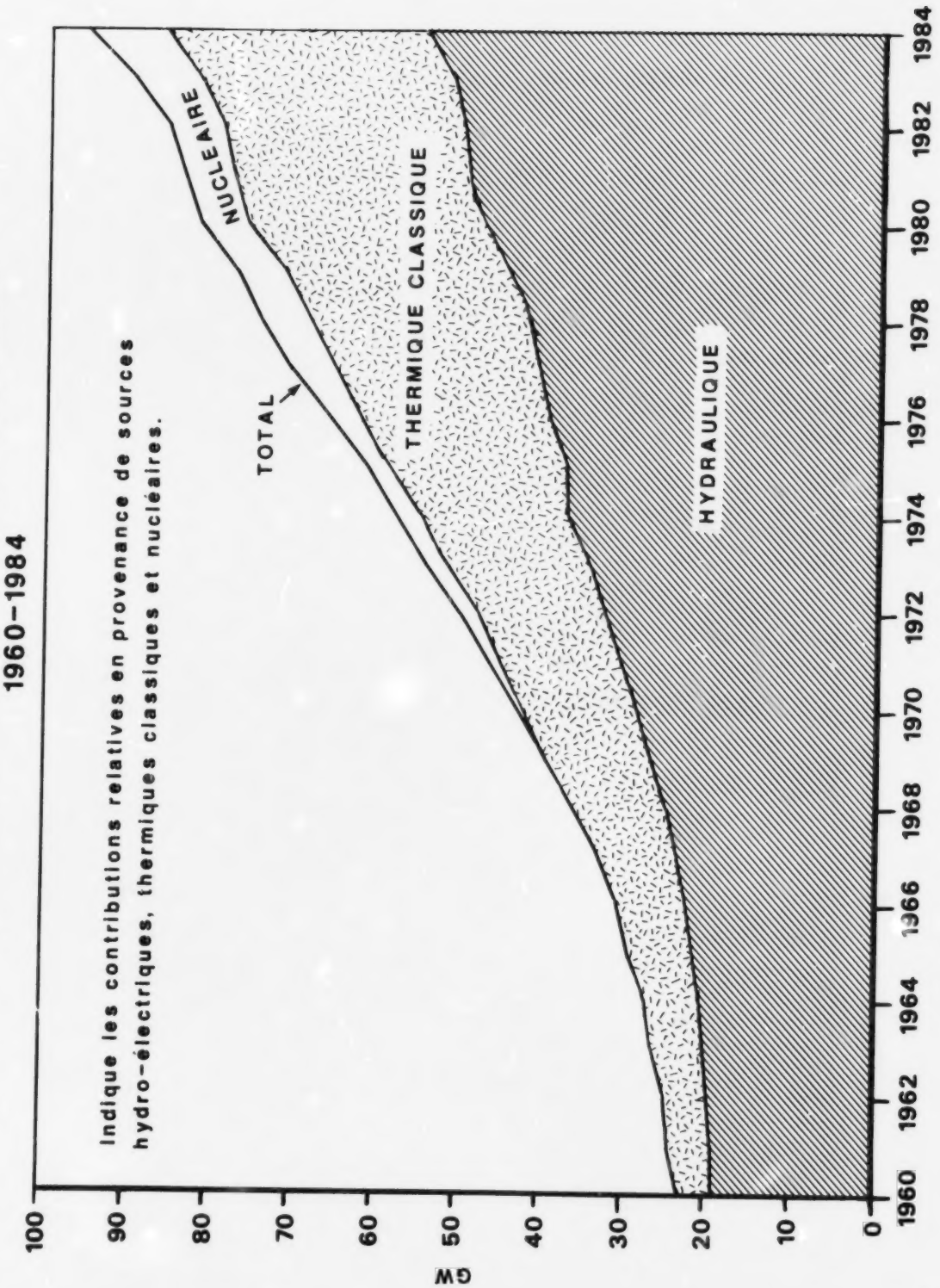


FIGURE 5


PROGRÉSSION DE LA PUISSANCE INSTALLÉE,
1960–1984
Indique les contributions relatives en provenance de sources hydro-électriques, thermiques classiques et nucléaires.
TOTAL
NUCLÉAIRE
THERMIQUE CLASSIQUE
HYDRAULIQUE
GW
ANNÉE
0
10
20
30
40
50
60
70
80
90
100
1960
1962
1964
1966
1968
1970
1972
1974
1976
1978
1980
1982
1984

Prévisions relatives à la capacité de production

Pour être en mesure de répondre à l'augmentation prévue de la demande d'électricité, la capacité de production installée au Canada devra augmenter à un rythme annuel moyen de 1.5 % et passer de 95 000 MW en 1985 à 118 000 MW d'ici la fin du siècle. Le fait que ce niveau de croissance soit de beaucoup inférieur d'une part à celui de la demande de pointe et d'autre part à celui de la demande d'énergie s'explique par l'excédent de la capacité de production dans certaines provinces, notamment en Nouvelle-Écosse, au Nouveau-Brunswick, au Québec, en Ontario, au Manitoba et en Colombie-Britannique. Des données sur la capacité de production selon la source d'énergie sont présentées au tableau 11.

Au cours des 15 prochaines années, les centrales hydro-électriques continueront de fournir la plus forte contribution à la capacité totale de production au Canada. Cette contribution, qui représente 57 % de l'ensemble, devrait demeurer relativement stable au cours de la période prévue. Du côté nucléaire, la capacité installée augmentera rapidement de 1985 à 1990, puis lentement au cours des années 90. La capacité des centrales nucléaires devrait passer de 10 % de la capacité totale en 1985 à 13 % en 1990, et se stabiliser à ce niveau.

Si la capacité des centrales alimentées au charbon n'est censée augmenter que modérément au cours de la période visée par les prévisions, leur part de la capacité totale devrait cependant se maintenir autour de 19 %. La capacité des centrales alimentées au gaz naturel diminuera progressivement, pour passer de 4 % en 1985 à 3 % vers l'an 2000.

La capacité des centrales alimentées au mazout devrait augmenter légèrement, même si leur part de la capacité totale doit demeurer stable à environ 7 %. Le mazout sera surtout utilisé pour répondre à la demande de pointe, tandis que l'électricité de source thermique, nucléaire et hydraulique continuera de représenter la plus grande partie de la production canadienne. Ces trois sources ont compté pour 88 % de la capacité totale en 1984 et ce pourcentage devrait augmenter légèrement d'ici l'an 2000.

Tableau 11. Prévisions relatives à la capacité de production installée au Canada, par type de combustible

	Capacité installée (GW)							Pourcentage de la capacité installée						
	Charbon	Mazout	Gaz naturel	Nucléaire	Hydraulique	Autre	Total	Charbon	Mazout	Gaz naturel	Nucléaire	Hydraulique	Autre	Total
1985	17.9	7.3	3.6	10.0	55.7	0.5	95.0	19	8	4	10	58	1	100
1990	18.7	7.3	3.4	13.6	58.6	0.6	102.2	18	7	4	13	57	1	100
1995	20.4	7.2	3.7	15.3	61.8	0.8	109.2	19	7	3	14	56	1	100
2000	22.7	8.1	3.4	15.3	67.1	1.0	117.6	19	7	3	13	57	1	100

Source: Énergie, Mines et Ressources; données établies d'après les prévisions fournies par les services publics et l'Office national de l'énergie.

MARGES DE RÉSERVE

Depuis la Seconde guerre mondiale, l'accroissement de la demande d'électricité au Canada s'étale sur deux périodes distinctes. De 1947 à 1974, la demande a connu une augmentation rapide, avec un taux d'augmentation moyen de 6,8 % par an. Après la crise du pétrole de 1973 et 1974, la croissance de la demande a modéré, pour maintenir une moyenne annuelle de 3,4 % de 1975 à 1984. La consommation d'électricité a même diminué en 1975 et en 1982.

Ce passage d'une croissance rapide et soutenue à une croissance plus lente est à l'origine de l'excédent enregistré au niveau de la capacité de production. Au début des années 70, les projets de contruction de nouvelles centrales étaient élaborés en prévision d'une augmentation rapide et continue de la demande d'électricité. En raison de la diminution radicale de la croissance de la demande au cours des dernières années de la décennie, la capacité de production de certaines nouvelles centrales s'est avérée excédentaire.

Marge de la réserve actuelle

Dans un réseau électrique, la marge de réserve, exprimée en pourcentage, peut être définie comme l'excédent de la capacité installée par rapport à la charge maximale annuelle, également exprimée en pourcentage de cette charge. Le tableau 12 fournit des données sur les marges de réserve des dix provinces. Le Nouveau-Brunswick possède la marge la plus élevée (57 %), suivi de la Nouvelle-Écosse (55 %), de la Colombie-Britannique (47 %) et de l'Ontario (41 %). Aucune nouvelle centrale n'est présentement en construction au Nouveau-Brunswick, en Nouvelle-Écosse et en Colombie-Britannique. Outre les quatre groupes de la centrale nucléaire de Darlington, qui devraient être terminés en 1992, l'Ontario ne s'est engagée dans aucun projet de construction.

Besoins associés à la réserve de la capacité

Dans le cours normal des choses, un réseau électrique se réserve une certaine partie de sa puissance installée en prévision de l'entretien régulier, des interruptions de courant et des demande de pointe imprévues. Ces besoins relatifs à la réserve de capacité varient selon les différents services publics, au gré de la capacité installée du réseau. Le tableau 12 montre les besoins associés à la réserve de capacité pour chaque province; les besoins d'Hydro-Ontario sont les plus élevés, ceux d'Hydro-Québec, les moins élevés.

Capacité de production supplémentaire

La capacité de production supplémentaire se définit comme la marge de réserve moins les besoins associés à cette capacité de réserve. Le tableau 11 montre la capacité de production supplémentaire par province en 1984. Toutes les provinces ont une capacité excédentaire, sauf l'Île-du-Prince-Édouard. Au Nouveau-Brunswick, en Nouvelle-Écosse et en Colombie-Britannique, cette capacité de production supplémentaire atteint plus de 30 %, et pour l'ensemble du pays, l'excédent pondéré est de 21 %.

Tableau 12. Excédents de capacité installée en 1984

	Marge de réserve (1)	Besoins associés à la capacité de réserve (2)	Excédent net (3) = (1) - (2)
Terre-Neuve	39	12	27
Île-du-Prince-Édouard	16	20	-4
Nouvelle-Écosse	55	20	35
Nouveau-Brunswick	57	20	37
Québec	28	10	18
Ontario	41	25	16
Manitoba	37	15	22
Saskatchewan	18	15	3
Alberta	38	22	16
Colombie-Britannique	47	15	32
Canada	35	14	21

Source: Énergie, Mines et Ressources Canada.

APPROVISIONNEMENTS D'ÉNERGIE

Production

La production d'électricité a augmenté de 7,4 % en 1984, pour passer à 425 TWh. De cette production totale, 386 TWh ont été consommés au Canada; le reste a été exporté. Le tableau ci-dessous indique les sources de production:

Sources de production d'électricité

Genre de production	% de la production de 1984	% d'augmentation par rapport à 1983
Hydro-électrique	66.7	7.1
Thermique	21.7	6.7
Nucléaire	11.6	6.6

Source: Énergie, Mines et Ressources Canada - Questionnaire distribué aux services publics.

L'augmentation de la production hydro-électrique est surtout attribuable aux nouvelles centrales de la baie James (12 000 GWh) et de Revelstoke (10 800 GWh), ainsi qu'à l'accroissement de la production de Churchill Falls (5 000 GWh). La production d'électricité à partir de combustibles fossiles a augmenté de 6,7 % en 1984; cette production a représenté 22 % de la production totale d'électricité, soit le même niveau que l'année précédente. La contribution des sources thermiques a augmenté de 11 %, alors que celle du mazout et du gaz naturel a diminué de 3 % et de 34 % respectivement. La production totale des centrales nucléaires a augmenté de 6,6 %.

Les figures 6 et 7 fournissent des données sur la production d'énergie par type de combustible et par province. On constate que les principales augmentations à la production au charbon ont été enregistrées en Nouvelle-Écosse (28 %), en Saskatchewan (22 %) et en Alberta (17 %). Au Nouveau-Brunswick, la production des centrales au charbon a diminué de 45 %. Le gaz naturel est utilisé pour la production d'électricité en Alberta, en Colombie-Britannique et en Ontario; ces provinces ont cependant enregistré des diminutions respectives de 57 %, 13 % et 6 %.

La production des centrales alimentées au mazout a diminué à Terre-Neuve, en raison de l'accroissement de la production d'hydro-électricité et en Nouvelle-Écosse, en raison de l'utilisation du charbon en remplacement du mazout. Le Nouveau-Brunswick a augmenté la production de ses centrales au mazout afin de respecter ses engagements en matière d'exportations. Selon les estimations, environ 80 % de l'électricité produite à partir du mazout a été exportée aux États-Unis.

Les centrales nucléaires ont contribué à 11,6 % de la production totale en 1984. Au Québec, la production de la centrale Gentilly II a été fortement augmentée, passant de 1 990 GWh en 1983 à 3 422 GWh en 1984. Trois nouveaux groupes nucléaires ont été mis en service en Ontario et le reste de l'augmentation annuelle est attribuable à l'accroissement de la production des centrales du Nouveau-Brunswick.

FIGURE 6

PRODUCTION D'ÉNERGIE PAR TYPE DE COMBUSTIBLE, POURCENTAGE DU TOTAL PROVINCIAL 1984,

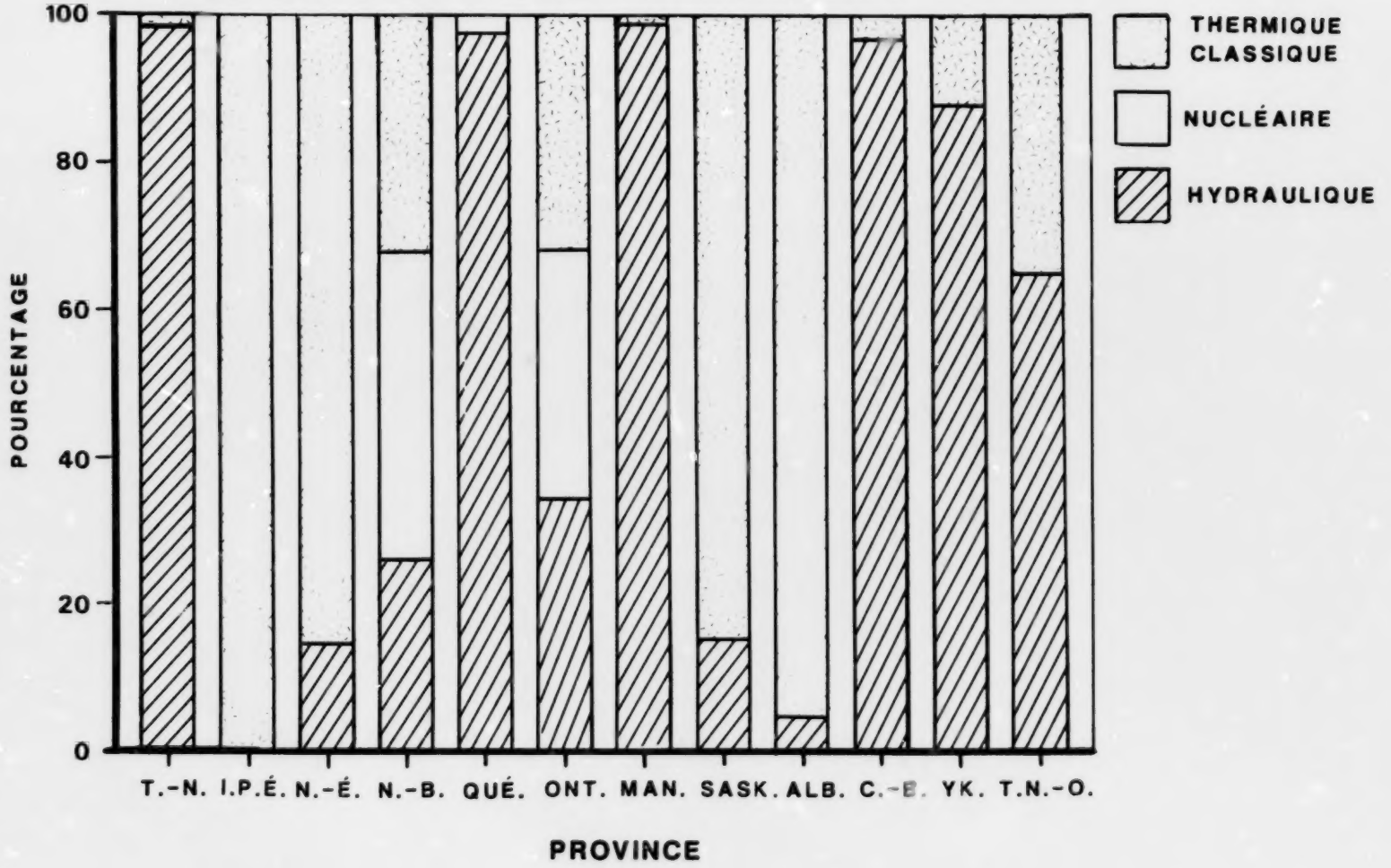


Figure 7a

PRODUCTION PAR RÉGION, 1984

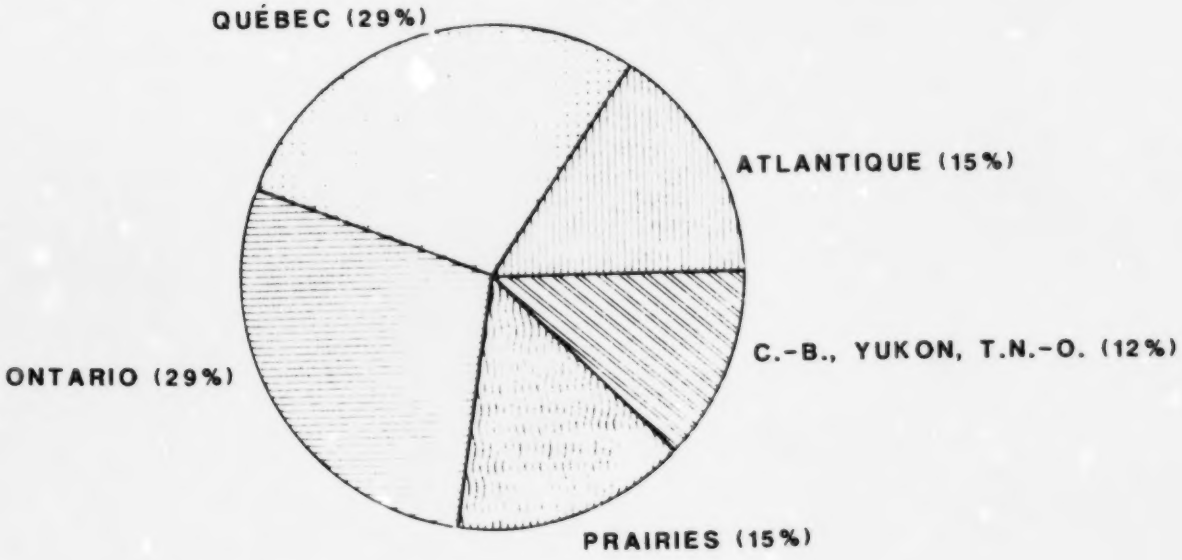
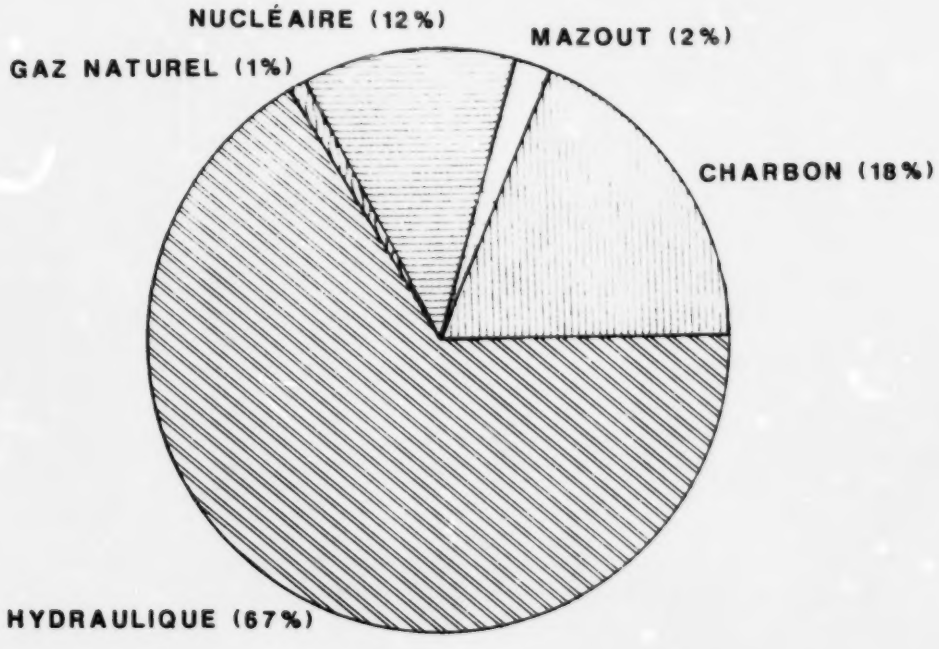


Figure 7b

PRODUCTION PAR SOURCE D'ÉNERGIE, 1984



Prévisions relatives à la production

On trouvera au tableau 13 les prévisions établies par les services publics pour la production d'électricité, par type de combustible. Les données montrent que la production hydro-électrique continuera d'être la plus importante, malgré une légère diminution de sa part de la production totale; cette part passera de 67 % en 1985 à environ 62 % en l'an 2000. La production et la part du marché des centrales thermiques devraient continuer de diminuer de 1985 à 1990, puis augmenter progressivement pour atteindre 16 % de la production totale d'électricité d'ici l'an 2000. Hydro-Ontario demeure le principal artisan de cette diminution, puisque ladite société a l'intention de réduire la production de ses centrales thermiques de 37 TWh en 1984 à seulement 13 TWh en 1990. Cette forte diminution pourra être compensée par l'augmentation de la production des groupes nucléaires de Darlington.

Les centrales au mazout continueront d'être utilisées pour répondre à la demande de pointe et pour desservir les localités éloignées. Après 1990, l'utilisation du mazout à des fins de production d'électricité devra augmenter, en raison de l'augmentation globale de la demande. D'ici l'an 2000, la contribution totale des centrales au mazout devrait atteindre 2 % de la production totale d'électricité. Les centrales au gaz naturel continueront d'être faiblement utilisées; elles ne compteront que pour 1 % environ de la production totale d'électricité au cours de la période visée.

La production des centrales nucléaires devrait augmenter à un rythme annuel moyen de 4,9 % de 1985 à l'an 2000, et sa contribution à la production totale d'électricité devrait passer de 14 % à environ 18 % au cours de cette période.

Tableau 13. Prévisions relatives à la production d'énergie électrique au Canada, par type de combustible

	Production (TWh)							Pourcentage de la production						
	Charbon	Mazout	Gaz naturel	Nucléaire	Hydro-électrique	Autres	Total	Charbon	Mazout	Gaz naturel	Nucléaire	Hydro-électrique	Autres	Total
1985	71.4	6.7	4.9	61.0	298.1	2.3	444.4	16	1	1	14	67	1	100
1990	64.9	6.8	4.7	99.2	320.2	3.1	498.9	13	1	1	20	64	1	100
1995	74.3	8.2	6.9	111.7	339.9	4.0	545.3	14	1	1	21	62	1	100
2000	100.1	9.4	6.3	106.1	370.2	6.0	598.1	16	2	1	18	62	1	100

Source: Énergie, Mines et Ressources; données établies d'après les prévisions fournies par les services publics et l'Office national de l'énergie.

COMMERCE DE L'ÉLECTRICITÉ

Commerce international

Le tableau 14 présente un résumé du commerce international de l'électricité pour la période allant de 1980 à 1984. Les exportations nettes d'électricité vers les États-Unis ont augmenté de 10 % en 1984; la courbe des revenus nets a également suivi cette tendance. Les exportations totales ont atteint 41 435 GWh et les importations 2 343 GWh. Les ventes d'énergie interruptible ont compté pour environ 71 % des exportations de 1984. On entend par énergie interruptible l'énergie excédentaire (en sus des besoins des services publics) chez le vendeur. Plus de 50 % des exportations totales ont été constituées d'énergie hydro-électrique.

Le tableau 15 fournit des données sur les exportations provinciales et sur le revenu moyen tiré de celles-ci depuis 1982. On constate que trois provinces, en l'occurrence le Nouveau-Brunswick, le Québec et la Colombie-Britannique, ont enregistré des augmentations à ce chapitre en 1984.

Les exportations de la Colombie-Britannique ont connu une très forte hausse au cours du troisième trimestre de 1984, en raison d'un besoin accru d'électricité canadienne à Los Angeles; ces exportations ont cependant diminué le trimestre suivant, suite à la mise en application par la Bonneville Power Administration des États-Unis d'une nouvelle politique d'accès aux interconnexions. La BPA détient et exploite le réseau de transport qui s'étend du nord-ouest des États-Unis jusqu'à la frontière de la Californie et de l'Oregon, et la nouvelle politique d'accès aux interconnexions donne aux services publics du nord-ouest des États-Unis la préséance sur les services publics canadiens. L'augmentation des exportations québécoises résulte de l'accroissement des ventes d'énergie interruptible, en vertu de nouveaux contrats passés avec la Power Authority de l'État de New York. Les exportations d'énergie nucléaire de l'Hydro-Ontario ont quelque peu diminué en 1984, en raison de pannes qui ont paralysé certains groupes. Ce manque à produire, ainsi que la concurrence accrue sur les marchés du Michigan et de New York, ont contribué à la diminution des ventes d'énergie interruptible chez Hydro-Ontario. Les exportations du Manitoba et de la Saskatchewan ont diminué en 1984.

Le revenu moyen tiré des exportations de 1984 a varié de beaucoup selon les provinces. Le revenu moyen le plus élevé (61,5 $ le mégawatt-heure) a été enregistré au Nouveau-Brunswick et le plus bas (15,3 $ le mégawatt-heure), en Colombie-Britannique. La nature des exportations (puissance garantie ou énergie interruptible), les coûts de production des services publics exportateurs, les économies réalisées par les services importateurs et les coûts de transport sont tous des facteurs qui influent sur la valeur des exportations d'électricité. Les services importateurs accordent une moindre valeur aux approvisionnements d'énergie interruptible, puisqu'ils doivent maintenir une certaine capacité de réserve. Les coûts de production engagés par l'exportateur et les économies réalisées par l'importateur varient selon le type d'électricité. Aux États-Unis et au Canada, les coûts sont plus élevés lorsque la charge de base est assurée par une production au mazout et moins élevés si l'on utilise l'énergie hydro-électrique à cette fin.

Le tableau 16 indique la part respective de l'énergie interruptible et de la puissance garantie dans les exportations de chacune des provinces. Si les exportations de puissance garantie représentent tout juste un peu moins de 30 % des exportations totales d'électricité canadienne en 1984, cette proportion varie beaucoup au niveau provincial; en Colombie-Britannique, la puissance garantie compte pour 8 % des exportations, contre 100 % en Saskatchewan.

Au tableau 17 sont présentées des données sur les sources de production de l'énergie exportée en 1984. Ainsi, l'énergie exportée par le Québec, le Manitoba et la Colombie-Britannique provient presque entièrement de centrales hydro-électriques, tandis que l'énergie exportée par l'Ontario est surtout fournie par des centrales thermiques qui consomment du charbon importé. Au Nouveau-Brunswick, des centrales au mazout, au charbon et à l'énergie nucléaire ont fourni l'électricité exportée par la province.

Le tableau 18 dresse la liste des marchés d'exportation; il indique en outre la nature de la production remplacée par les exportations canadiennes. Sur tous les marchés, nos exportations remplacent une production aux combustibles fossiles.

Tableau 14. Commerce international de l'électricité, 1980-1984

	1980	1981	1982	1983	1984
			(GWh)		
Exportations[a]	28 229	34 730	32 986	36 907	37 572
Importations[a]	169	466	268	211	291
Exportations nettes	28 060	34 264	32 718	36 686	37 281
Genre de puissance[b]					
Garantie	7 236	5 008	5 829	10 218	10 852
Interruptible	20 993	29 722	27 157	26 689	26 720
Total	28 229	34 730	32 986	36 907	37 572
Source de production de l'énergie exportée:[c]					
Hydro-électricité	12 336	19 948	18 574	19 237	20 555
Charbon importé	10 599	10 901	10 315	11 704	10 582
Mazout importé	2 867	1 940	1 959	1 201	1 552
Charbon/mazout canadiens	593	665	502	519	711
Nucléaire	30	42	96	1 856	1 911
Autres[d]	1 804	1 234	1 540	2 390	1 352
Total	28 229	34 730	32 986	36 907	36 663
Revenus/coûts			(millions de $)		
Exportations	793.58	1143.87	1105.90	1249.00	1376.00
Importations	2.94	5.62	5.41	5.80	9.61
Revenu net	790.64	1138.25	1100.49	1243.20	1366.39

a) À l'exclusion des échanges valeur pour valeur.
b) La puissance garantie doit être disponible au moment où l'acheteur en a besoin. L'énergie interruptible est offerte par le fournisseur au moment où il enregistre un excédent de production chez lui.
c) Estimations préparées à partir des données fournies par les grands services d'électricité.
d) Comprend les achats pour l'exportation lorsque la source de production est inconnue.

Source: Office national de l'énergie.

Tableau 15. Exportations d'électricité et revenus, par province, 1982-1984

	1982		1983		1984		% de variation des exportations entre 1983 et 1984
	Exportations GWh	Revenus $/MWh	Exportations GWh	Revenus $/MWh	Exportations GWh	Revenus $/MWh	
N-B	2 989	53.2	5 311	51.2	5 693	61.5	7
Qué	8 535	34.3	10 225	33.2	11 240	34.5	10
Ont	11 136	38.6	12 279	37.5	11 056	40.2	-10
Man	5 217	14.8	5 967	14.9	5 196	18.2	-13
Sask	42	36.8	61	26.8	56	26.8	-9
C-B	5 064	28.6	3 161	25.6	7 659	15.3	142

Source: Statistique Canada, publication n° 57-202, 1982-1983.
Office national de l'énergie, 1984.

Tableau 16. Exportations brutes de puissance garantie et d'énergie interruptible, 1984*

	Puissance garantie	Puissance interruptible	Pourcentage d'énergie interruptible	Pourcentage de puissance garantie
	(kWh)			
Nouveau-Brunswick	2 817 369	2 876 082	50.5	49.5
Québec	3 081 475	8 158 624	72.6	27.4
Ontario	4 068 694	6 987 638	63.2	36.8
Manitoba	469 585	4 625 943	90.8	9.2
Saskatchewan	58 680	0	0.0	100.0
Colombie-Britannique	355 850	4 072 492	92.0	8.0
Canada	10 851 653	26 720 779	71.1	28.9

* À l'exclusion des échanges.

Source: Office national de l'énergie.

Tableau 17. Sources de l'électricité exportée, par province, 1984

	Mazout	Charbon	Nucléaire	Hydro-électricité	Autre	Total
Nouveau-Brunswick	24.5	9.0	35.0	-	31.5	100
Québec	-	-	-	100.0	-	100
Ontario	-	99.0	1.0	-		100
Manitoba	-	2.0	-	98.0	-	100
Saskatchewan	-	100.0	-	-	-	100
Colombie-Britannique	-	-	-	100.0	-	100

Source: Énergie, Mines et Ressources Canada.

Tableau 18. Combustible remplacé chez l'importateur

Province exportatrice	État importateur	Combustible remplacé
Nouveau-Brunswick	Nouvelle-Angleterre	Mazout
Québec	Nouvelle-Angleterre	Mazout
	New York	Mazout, charbon
Ontario	New York	Mazout, charbon
	Michigan	Charbon
	Wisconsin	Charbon
Manitoba	Dakota du Nord	Charbon
	Minnesota	Charbon
Saskatchewan	Dakota du Nord	Charbon
Colombie-Britannique	Californie	Mazout, charbon, gaz naturel

Source: Office national de l'énergie.

Le tableau 19 montre la part des provinces dans les exportations canadiennes d'électricité. Le Québec et l'Ontario ont été les principaux exportateurs en 1984, suivis de la Colombie-Britannique et du Manitoba.

Tableau 19. Exportations canadiennes d'électricité, par province (%)

	1982	1983	1984
Nouveau-Brunswick	9	14	15
Québec	25	26	27
Ontario	33	33	27
Manitoba	15	15	12
Colombie-Britannique	18	12	19
Canada	100	100	100

Source: Énergie, Mines et Ressources Canada.

Le tableau 20 présente un résumé des prévisions établies par les services publics relativement aux exportations d'électricité. Les exportations canadiennes d'électricité devraient continuer d'augmenter jusqu'à la fin de la décennie. Cette augmentation, si elle se concrétise, sera surtout attribuable à l'accroissement des exportations québécoises. Après 1990, les exportations canadiennes devraient diminuer progressivement et passer de 49,2 TWh en 1990 à 36,7 TWh en l'an 2000. Le Manitoba échappe à cette tendance, puisque après 1990 ses exportations devraient continuer d'augmenter jusqu'à la fin du siècle.

Tableau 20. Prévisions des services publics relativement aux exportations d'électricité (TWh)

	1984 Données réelles	1985	1986	1987	1995	2000
Nouveau-Brunswick	5.7	6.9	7.7	6.1	2.7	1.5
Québec	11.3	13.4	19.2	22.1	17.1	15.9
Ontario	11.4	9.8	9.7	11.6	10.8	5.2
Manitoba	5.1	6.7	6.4	5.0	10.0	11.5
Saskatchewan	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
Colombie-Britannique	8.0	2.9	3.0	4.4	1.8	2.6
Canada	41.6	39.8	46.1	49.3	42.5	36.8

Source: Énergie, Mines et Ressources Canada - Questionnaire distribué aux services publics.

Commerce interprovincial

L'accroissement des exportations nettes de Terre-Neuve vers le Québec, qui sont passées de 31 229 GWh en 1983 à 36 043 GWh en 1984, constitue l'événement saillant au chapitre des transferts interprovinciaux de 1984. Les exportations nettes du Québec vers l'Ontario sont passées de 5 327 GWh en 1983 à 7 300 GWh en 1984, soit une augmentation de 37 % par rapport à l'année précédente. Le Québec a également accru ses ventes au Nouveau-Brunswick. Les transferts interprovinciaux nets sont indiqués au tableau 21 ci-dessous. Pour plus de renseignements sur les exportations et les importations provinciales, voir la figure 8 et le tableau 5A.

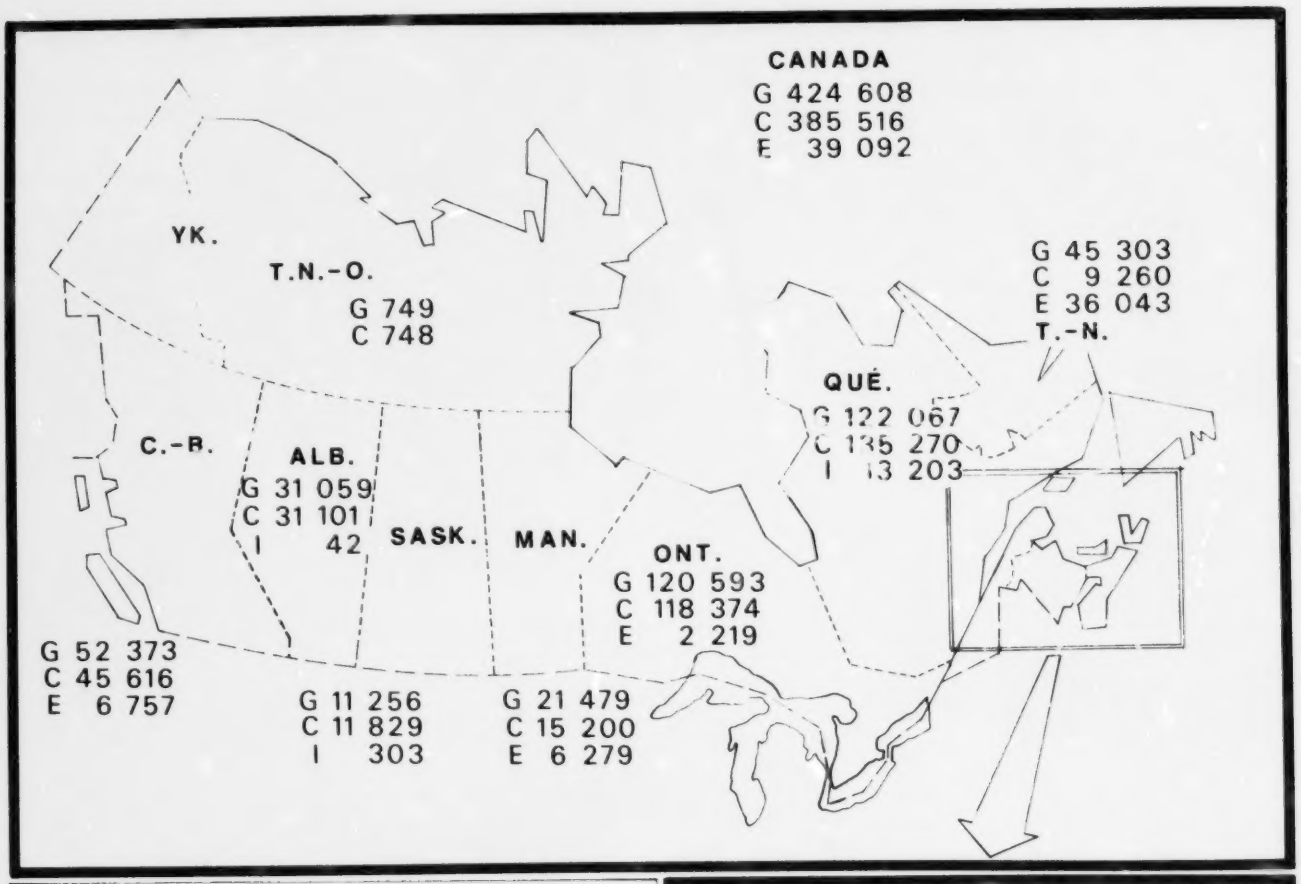
Tableau 21. Transferts interprovinciaux nets (sur 12 mois)

	GWh		% d'augmentation
	1983	1984	
C-B vers l'Alberta	147	36	-75
Sask vers l'Alberta	1	4	300
Man vers la Sask	392	327	-17
Man vers l'Ontario	949	937	-1
Qué vers l'Ontario	5 327	7 300	37
T-N vers le Qué	31 234	36 043	15
Qué vers le N-B	3 988	4 306	8
N-B vers l'Î-P-É	519	539	4
N-B vers la N-É	600	20	-97

Source: Énergie, Mines et Ressources Canada.

FIGURE 8

TRANSFERTS NETS ET EXPORTATIONS NETTES D'ÉLECTRICITÉ, 1984 (GWh)

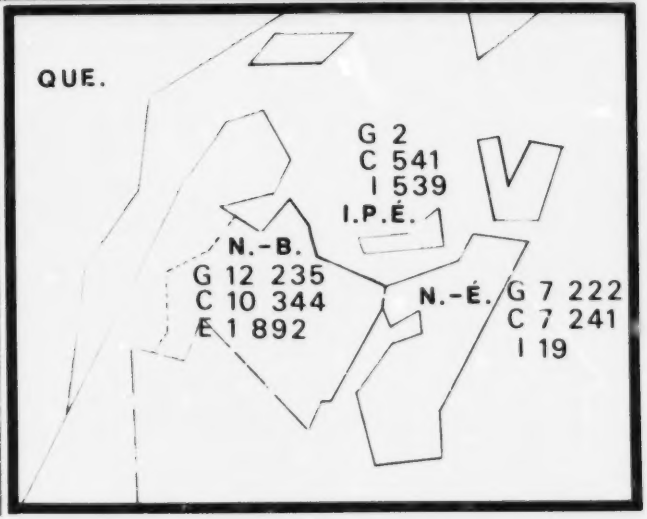


G-Production

C-Consommation

E-Exportations nettes

I-Importations nettes



BESOINS EN COMBUSTIBLES

Utilisation de combustibles en 1984

Le tableau 22 fournit des données relatives à la consommation de combustibles fossiles par les entreprises de service public en 1984. D'après ce tableau, l'Ontario a été le plus grand consommateur de combustibles pour la production d'électricité; la consommation de cette province représente environ 57 % de la consommation totale du pays. L'Alberta se classe au deuxième rang, avec 21 % de la consommation. Le Nouveau-Brunswick demeure le plus grand consommateur de mazout. On note un changement significatif dans le secteur des sources de production d'électricité. La consommation de mazout et de gaz est en baisse, alors que celle du charbon et de l'uranium augmente. La production d'énergie hydro-électrique demeure relativement constante.

Les provinces situées à l'ouest du Québec utilisent du pétrole canadien, surtout du brut léger, pour alimenter leurs turbines à gaz ou leurs installations au diesel. Dans les Territoires, on utilise du diesel canadien pour produire de l'électricité dans les petites localités éloignées. Tout le mazout consommé dans les régions de l'Atlantique et du Québec provient de l'étranger.

En 1984, l'Ontario a importé des États-Unis près de 75 % du charbon utilisé pour la production d'électricité, le reste provenant de l'Ouest canadien. Le Manitoba a acheté son charbon de la Saskatchewan; l'Alberta, la Nouvelle-Écosse et le Nouveau-Brunswick ont utilisé leur propre charbon pour produire de l'électricité. La Saskatchewan compte essentiellement sur son propre charbon, mais elle en achète aussi de l'Alberta.

La Nouvelle-Écosse et le Nouveau-Brunswick ont toujours fait une grande consommation de mazout, mais la production des nouvelles centrales à l'énergie nucléaire et au charbon remplacera graduellement une bonne partie de la production au pétrole. Les quatre derniers groupes au charbon de la centrale Lingan, exploitée par la Nova Scotia Power, ont été mis en service en 1984. Le Nouveau-Brunswick doublera ses importations d'énergie hydro-électrique du Québec en 1985. L'énergie hydro-électrique devrait remplacer presque toute la production des centrales au mazout de Terre-Neuve, et l'Ontario a déjà cessé, en grande partie, la production d'électricité à partir du mazout. L'Alberta, qui est le principal consommateur de gaz naturel pour la production d'électricité, procède actuellement au remplacement du gaz naturel par le charbon.

Prévisions relatives aux besoins en combustibles

Le tableau 23 illustre les besoins prévus en matière de combustibles; ils sont déterminés d'après les prévisions sur la production d'énergie que l'on trouve au tableau 13.

Étant donné la forte réduction dans la production des centrales thermiques de l'Ontario, la consommation de charbon de cette province devrait passer d'environ 42 millions de tonnes en 1984 à 36 millions de tonnes en 1990, puis augmenter graduellement jusqu'à 53 millions de tonnes vers l'an 2000. Les principales augmentations dans la consommation de charbon auront lieu en Nouvelle-Écosse et en Alberta.

La consommation de mazout devrait augmenter à un rythme plus modéré et passer à 1,763 millions de mètres cubes (ou 11 millions de barils) en 1990, puis à 2,445 millions de mètres cubes (ou 15 millions de barils) vers l'an 2000. Le mazout sera surtout utilisé pour répondre à la demande de pointe et pour approvisionner en électricité les localités éloignées.

Au cours de la période visée par les prévisions, la consommation de gaz naturel à des fins de production d'électricité devrait augmenter légèrement pour passer de 1,067 à 1,445 milliards de mètres cubes. Les établissements industriels seront les plus grands consommateurs de gaz naturel; on prévoit que leur consommation se chiffrera à 57 % de la consommation totale entre 1984 et l'an 2000.

Vu la contribution sans cesse grandissante de l'énergie nucléaire à l'approvisionnement électrique du Canada, la consommation d'uranium à des fins de production d'électricité devrait enregistrer une forte augmentation; elle passerait de 909 tonnes en 1984 à environ 1 940 tonnes vers la fin du siècle, une augmentation annuelle moyenne de 4,9 %.

Tableau 22. Consommation de combustible par les services publics, 1984

	Charbon (mille tonnes)	Mazout (mètres cubes)	Gaz naturel (millions de mètres cubes)	Uranium (tonnes)
Terre-Neuve	-	326 103	-	-
Île-du-Prince-Édouard	59	5 050	-	-
Nouvelle-Écosse	2 012	207 929	-	-
Nouveau-Brunswick	601	568 000	-	108
Québec	-	59 378	-	68
Ontario	13 618	15 711	3	733
Manitoba	156	151	1	-
Saskatchewan	7 920	5 000	141	-
Alberta	17 137	16 075	265	-
Colombie-Britannique	-	45 500	-	-
Yukon/TNO	-	165 000	-	-
Canada	41 503	1 413 897	410	909

Source: Énergie, Mines et Ressources Canada - Questionnaire distribué aux services publics.

Tableau 23. Combustible utilisé pour la production d'électricité au Canada

	Charbon (millions de tonnes)	Mazout (millions mètres cubes)	Gaz naturel (milliards de mètres cubes)	Uranium (tonnes)
1985	38.0	1.8	1.2	1 313
1990	36.1	1.8	1.1	1 800
1995	42.6	2.2	1.6	2 041
2000	53.2	2.4	1.5	1 940

Source: Énergie, Mines et Ressources Canada - Questionnaire distribué aux services publics.

Nota: 1 mètre cube de mazout = 6,3 barils.
1 mètre cube de gaz naturel = 35,5 pieds cubes.

TRANSPORT DE L'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE

Transport provincial

C'est au Québec qu'on note les plus importantes augmentations aux lignes de transport des réseaux provinciaux: en 1984, Hydro-Québec a prolongé son réseau provincial de 951 km. L'Alberta a été le deuxième plus grand constructeur de nouvelles lignes, l'Alberta Power ayant ajouté 197 km à son réseau et la TransAlta, 106 km. Au Manitoba, la capacité de transport entre le fleuve Nelson et le sud de la province a été augmentée de 500 MW, et en 1985 on y ajoutera encore 500 MW. En Colombie-Britannique, la capacité de transport a été accrue en 1984 par la mise en place de trois nouvelles lignes de 500 kV.

Transport interprovincial

Aucune augmentation n'a été apportée aux interconnexions provinciales en 1984. Une ligne de 130 kV reliant le poste de Madawaska au Québec à celui d'Edmunston au Nouveau-Brunswick et une ligne de 500 kV entre Cranbrook en Colombie-Britannique et l'Alberta sont les deux seules interconnexions en voie de construction; les travaux devraient être terminés en 1985 et en 1986 respectivement. Le tableau 24 fournit des données sur les interconnexions actuelles, tandis que le tableau 25 présente un résumé des augmentations prévues en 1985-1986.

Transport international

On compte maintenant plus de 100 lignes de transport international vers les États-Unis. Même si la plupart de ces lignes ont une faible capacité, il existe tout de même 33 interconnexions de 69 kV ou plus, avec une capacité nominale de près de 13 000 MW. Des renseignements sur ces interconnexions sont fournis au tableau 26.

Deux nouvelles lignes de transport sont actuellement en construction, afin de permettre au Québec d'accroître ses exportations vers les États de la Nouvelle-Angleterre. La ligne de 120 kV vers le Vermont sera terminée cette année, tandis que la ligne de 450 kV (courant continu) vers le New Hampshire devrait être terminée en 1986. Si l'Office national de l'énergie approuve les ventes projetées à la New England Power Pool, la capacité de transport des interconnexions entre le Québec et la Nouvelle-Angleterre devra être portée de 690 à 2 000 MW. La capacité prévue des interconnexions est indiquée au tableau 27.

Tableau 24. Interconnexions provinciales

Interconnexion	Tension (kV)	Capacité installée (MW)	Capacité garantie (MW)
Colombie-Britannique / Alberta	1 x 138	110	80
Saskatchewan / Manitoba	3 x 230	400	400
Manitoba / Ontario	2 x 230	260	260
	1 x 115		
Québec / Ontario	4 x 230	1300	1300
	9 x 120		
Québec / Terre-Neuve	3 x 735	5225	4300
Québec / Nouveau-Brunswick	±80(DC)	350	350
	1 x 230	150	150
	1 x 345	150	150
Nouveau-Brunswick / Nouvelle-Écosse	2 x 138	600	600
	1 x 345		
Nouveau-Brunswick / Î.-P.-É.	1 x 138	200	100

Source: Énergie, Mines et Ressources Canada.

Tableau 25. Interconnexions provinciales projetées

Province	Interconnexions (kV)	Année	Capacité installée (MW)	Capacité garantie (MW)
C-B / Alberta*	500 (AC)	1986	800	600
Québec / N-B*	+130 (DC)	1985	350	350

* En construction.

Source: Énergie, Mines et Ressources Canada - Questionnaire distribué aux services publics.

Tableau 26. Principales interconnexions entre le Canada et les États-Unis*

Province	État	Tension (kV)	Capacité de transfert de puissance (MW)
Nouveau-Brunswick	Maine	345	600
		5 x 69	330
Québec	New York	765	1400
	New York	2 x 120	200
	Vermont	120	100
Ontario**	New York	230	470
		230	400
		2 x 230	600
		2 x 345	2300
		4 x 69	265
	Michigan	230	535
		230	515
		345	710
		345	760
	Minnesota	120	35
Manitoba	Dakota du Nord	230	150
	Minnesota	230	175
	Minnesota	500	1000
Saskatchewan	Dakota du Nord	230	150
Colombie-Britannique	Washington	230	350
		230	300
		2 x 500	1400

* Capacité de 35 MW ou plus

** La capacité de transfert de plusieurs lignes peut ne pas correspondre au total de la capacité individuelle de transfert des mêmes lignes.

Source: Énergie, Mines et Ressources Canada - Questionnaire distribué aux services publics.

Tableau 27. Interconnexions projetées vers les États-Unis

Province	État	Date d'achèvement des travaux	Tension (kV)	Capacité de transfert prévue (MW)
Québec	New Hampshire	1986	450 CC	690*
Québec	Vermont	1985	120	200

* Peut être portée à 2 000 MW d'ici 1990.

INVESTISSEMENTS DANS LE SECTEUR DE L'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE

Capitaux investis

Les investissements des services publics dans de nouvelles installations ont fortement diminué, passant de 7,8 milliards de dollars en 1983 à 6,4 milliards en 1984. Le secteur de la production a recueilli environ 56 % de ces investissements, celui du transport 18 %, celui de la distribution 13 %, le reste ayant été attribué à des postes divers. Au tableau 28, on peut constater l'ampleur des capitaux engagés dans le secteur des approvisionnements en électricité, ainsi que l'importance de ces investissements pour l'économie canadienne. Le tableau 29 montre le coût initial des immobilisations exploitées par les services publics. Le ratio production/investissement total est passé de 52 % en 1979 à environ 56 % en 1984. La répartition des investissements peut toutefois varier d'une région à l'autre, selon les modes de production utilisés. Les investissements par unité de capacité ajoutée sont beaucoup plus élevés dans le cas des centrales hydro-électriques et nucléaires que dans celui des centrales thermiques. Par rapport aux centrales thermiques classiques, les centrales hydro-électriques et nucléaires exigent des investissements initiaux considérables, mais leurs coûts d'exploitation sont peu élevés. Par ailleurs, dans le cas des centrales hydro-électriques, des investissements supplémentaires sont souvent requis pour la construction d'installations de transport, du fait que ces centrales sont généralement situées dans des régions éloignées.

Le tableau 30 fournit des données relatives aux investissements de chacune des provinces pour l'expansion des réseaux électriques en 1984, ainsi que des prévisions pour la période 1985-1994. Selon les prévisions, les investissements devraient diminuer jusqu'en 1986, du fait de l'achèvement des projets en cours et de l'excédent actuel de la capacité de production. Après 1986, ces dépenses devraient recommencer d'augmenter et atteindre un nouveau sommet en 1990.

Les prévisions établies cette année relativement aux investissements ont beaucoup changé par rapport à celles de l'année passée. Les dépenses cumulatives prévues au cours de la période 1985-1993 devraient atteindre 63 milliards de dollars, alors que les prévisions de l'an dernier se chiffraient à 73 milliards. Cette diminution est attribuable à une baisse dans les prévisions relatives à l'accroissement de la charge dans plusieurs provinces. Les entreprises de service public mettront donc l'accent sur l'amélioration des réseaux de transport et de distribution au cours des prochaines années, plutôt que sur l'expansion des installations de production. D'après les données historiques présentées au tableau 31, les investissements ont augmenté à un taux annuel moyen de 11,4 % depuis 1965. Le taux annuel moyen de l'inflation au cours de cette période (mesuré à partir du facteur de déflation des dépenses nationales brutes) a été de 7,3 %, d'où une croissance réelle d'environ 4,1 %.

Financement

De 1960 à 1976, la dette des services publics s'est accrue proportionnellement au total des capitaux engagés. La proportion de la dette a été relativement stable jusqu'en 1978, puis a diminué de 1979 à 1982, au moment où la plupart des services publics ont cherché à réduire leur vulnérabilité aux taux d'intérêt élevés. La proportion de la dette a augmenté de nouveau en 1983, lorsque les services publics d'électricité ont accru leurs investissements et leurs emprunts. Le tableau 32 présente les données sur le ratio de la dette des services publics de 1976 à 1983. En 1976, la dette représentait 83 % de la capitalisation dans les provinces où les services d'électricité étaient en majorité des services publics, et 50 % dans celles où prédominaient les entreprises privées. En 1983, la dette des services publics a été réduite à 80 %, et celle des entreprises privées à 46 %.

En 1983, les services publics d'électricité ont puisé dans leurs ressources d'autofinancement (essentiellement le revenu net et les imputations non monétaires au revenu) pour défrayer environ 28 % de leurs investissements. Les ressources d'autofinancement devraient permettre d'assurer de 30 à 35 % des besoins en capitaux au cours des cinq prochaines années.

Tableau 28. Investissements des services publics dans le secteur de l'énergie électrique

	1966-70	1971-75	1980	1981	1982	1983	1984
Investissements dans le secteur de l'énergie électrique (milliards de dollars)	6.8	12.9	6.1	7.3	8.4	7.8	6.4
% des investissements dans:							
l'énergie*(%)	55	56	42	40	42	42	39
l'économie*(%)	8	9	9	9	11	10	8
% du PNB*	1.9	2.0	2.1	2.2	2.5	2.0	1.5

* Les investissements des services publics d'électricité par rapport à l'investissement total dans le secteur de l'énergie, la contribution de ces investissements à l'économie en général et au PNB.

Source: Statistique Canada, publications 61-205 et 11-003E.

Tableau 29. Coût initial des immobilisations exploitées par les services publics

	1979		1981		1982		1983		1984	
	(millions de dollars)	(%)	(millions de dollars)	(%)	(millions de dollars)	(%)	(millions de dollars)	(%)	(millions de dollars)	(%)
Production	19 177	52	24 943	53	28 352	54	34 203	56	38 301	56
Transport	7 421	20	9 632	20	10 828	20	12 035	20	13 352	19
Distribution	7 950	21	9 554	20	10 650	20	11 836	19	12 787	19
Autres	2 601	7	3 145	7	3 031	6	3 409	5	4 360	6
Total	37 149	100	47 274	100	52 861	100	61 483	100	68 800	100

Source: Statistique Canada, publication 57-202
Les données pour 1984 sont préliminaires.

Tableau 30. Investissements prévus par les services publics d'électricité

	(en millions de dollars actuels)										
	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994
Terre-Neuve	135	75	72	201	806	1498	1758	1437	1152	571	400
Île-du-Prince-Édouard	5	7	11	12	6	6	7	8	9	10	10
Nouvelle-Écosse	130	57	74	86	65	147	308	383	301	277	277
Nouveau-Brunswick	136	55	66	94	98	99	82	71	74	75	88
Québec	1681	1784	1939	1967	1994	2065	1730	1810	1940	2076	2526
Ontario	2842	2833	2538	2476	2280	1953	2094	2030	1 807	1 877	1 890
Manitoba	125	255	313	503	516	517	560	426	453	388	931
Saskatchewan	256	264	190	250	377	440	422	364	371	431	533
Alberta	656	656	615	661	617	702	913	790	788	801	833
Colombie-Britannique	448	217	124	116	145	185	230	213	202	234	294
Yukon/TNO	6	6	17	5	13	2	4	4	7	8	
Canada	6426	6209	5948	6383	6909	7625	8106	7536	7 101	6 747	7 790

Source: Énergie, Mines and Ressources - Questionnaire distribué aux services publics.
Les années civiles et financières sont combinées.
Les données pour 1984 sont préliminaires.

Tableau 31. Progression des investissements effectués par les services publics d'électricité

Année	Construction			Total partiel	Machinerie et équipement	Total
	Production	Transport et distribution*	Autres			
	(en millions de dollars actuels)					
1965	438	277	12	727	212	939
1966	493	281	13	787	356	1413
1967	577	262	36	875	390	1265
1968	533	301	54	889	443	1332
1969	511	281	63	856	546	1403
1970	581	449	28	1057	554	1610
1971	572	472	36	1079	668	1747
1972	636	449	50	1135	619	1754
1973	808	539	69	1417	827	2244
1974	1049	598	53	1700	1054	2753
1975	1691	874	96	2661	1296	3957
1976	1803	821	30	2654	1574	4229
1977	2205	911	43	3158	1726	4884
1978	2339	1199	233	3761	2175	5936
1979	2516	1424	181	4121	2243	6364
1980	2470	1433	95	3998	2111	6109
1981	2768	1554	92	4414	2905	7319
1982	3153	1818	320	5322	3086	8408
1983	2663	1755	202	4620	3150	7770
1984(a)	-	-	-	3207	3219	6426

* La rubrique "Transport et distribution" inclut l'éclairage des rues. La rubrique "Production" inclut les postes de transformation, les barrages et les réservoirs.

(a) Données réelles préliminaires sans ventilation.

Nota: Les totaux peuvent ne pas correspondre à la somme des éléments en raison de l'arrondissement des chiffres.

Source: Statistique Canada, publications 57-202, 61-205 et Annuaire du Canada, 1968-1979.

Tableau 32. Ratio de la dette des services d'électricité

	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983
				(%)				
Terre-Neuve	79	76	76	76	74	71	73	78
Île-du-Prince-Édouard	53	53	52	53	54	55	55	68
Nouvelle-Écosse	103	102	99	98	95	97	97	96
Nouveau-Brunswick	92	92	93	93	91	91	90	89
Québec	76	76	76	75	75	75	75	75
Ontario	77	77	78	78	78	78	80	79
Manitoba	97	97	96	94	94	95	96	96
Saskatchewan	73	77	78	78	80	85	89	92
Alberta	49	47	44	45	42	42	49	70
Colombie-Britannique	94	95	94	86	85	85	85	86
Yukon and TNO	102	99	98	98	98	99	98	96
Canada	80	80	80	78	77	77	78	80

Ratio de la dette = dette/(dette + actif).
Dette: Dette à long terme + prêts à court terme et effets à payer.
Actif: capital + réserves + surplus.

Source: Statistique Canada, publication 57-202.

ÉTABLISSEMENT DES COÛTS ET DES PRIX

Coûts des approvisionnements

Le coût unitaire des approvisionnements supplémentaires a augmenté rapidement de 1973 à 1982. Les hausses de ces dernières années ont été beaucoup plus modérées; établie en fonction du taux d'inflation, l'augmentation réelle du coût de l'électricité a été faible. Cette situation devrait se maintenir au cours des prochaines années.

Les augmentations rapides du coût de l'électricité enregistrées entre 1973 et 1982 sont attribuables à deux facteurs principaux: la hausse du taux d'inflation et la hausse du prix des combustibles fossiles. Lorsque le taux d'inflation est élevé, l'industrie de l'électricité en est affectée de deux façons: les coûts de construction des installations supplémentaires augmentent, de même que le taux d'intérêt sur les fonds empruntés.

La figure 9 donne l'intérêt moyen sur la nouvelle dette à long terme des services publics d'électricité pour la période allant de 1968 à 1984. Les taux d'interêt ont commencé à augmenter en 1973, ont atteint leur niveau le plus élevé en 1981 et 1982, et ont diminué fortement en 1983. L'indice des coûts de construction est présenté à la figure 10. On remarque une forte augmentation de ces coûts depuis 1973. La plupart des projets n'ont pu échapper à cette tendance. En général, les coûts de construction ont suivi l'Indice des prix à la consommation.

La figure 11 démontre la progression du coût des combustibles fossiles depuis 1969. On voit que le coût du combustible utilisé pour la production d'électricité était généralement stable avant la crise du pétrole de 1973; c'est après 1973 que surviennent les hausses. Dans l'ensemble du pays, le coût du combustible fossile par kWh d'électricité produite a plus que quadruplé de 1973 à 1983, passant de 3,1 mils à 13,2 mils. Les hausses dans le prix du pétrole ont été encore plus vertigineuses; le coût de production des centrales au mazout est passé de 7,1 mils à 57,3 mils le kWh au cours de la même période, soit une augmentation annuelle de 23 %. Les effets de la hausse des coûts varient d'une région à l'autre selon le type de combustible utilisé, sa provenance et le pourcentage d'énergie produit à partir de combustibles fossiles.

Établissement des prix

Le tableau 33 fournit des données sur le revenu moyen tiré des ventes d'électricité dans chaque province. Étant donné que les tarifs de l'électricité sont déterminés de façon à couvrir les coûts de production, le revenu unitaire moyen de l'électricité a commencé à augmenter de façon significative en 1975, avec l'escalade des coûts de production. Dans l'ensemble du Canada, l'accroissement annuel moyen du revenu unitaire a été de 13 % pour la période allant de 1974 à 1983. Le taux d'inflation, déterminé en fonction de l'Indice des prix à la consommation (IPC), a été de 9,3 % au cours de la même période.

Les prix ont augmenté plus rapidement dans certaines régions que dans d'autres, au gré des différents modes de production, des combustibles utilisés et du taux d'expansion des réseaux pour satisfaire à l'accroissement de la demande. Le tableau 34 indique le coût mensuel moyen de l'électricité dans certaines villes canadiennes et le tableau 35 affiche les augmentations du tarif annuel moyen pour les abonnés de chaque province depuis 1976.

La figure 12 enregistre les fluctuations de l'électricité, du pétrole et du gaz naturel en tant qu'éléments de l'Indice des prix à la consommation, de même que les fluctuations de l'Indice des prix de l'énergie. On constate que le prix de l'électricité a connu une augmentation plus lente ou égale à celle de l'IPC pour la période 1971-1976. Depuis 1977, le prix de l'électricité a augmenté beaucoup plus rapidement que l'IPC, mais beaucoup moins rapidement que le prix du mazout et du gaz naturel.

FIGURE 9 **INTERÊT MOYEN SUR LA NOUVELLE DETTE A LONG TERME DES SERVICES PUBLICS D'ÉLECTRICITÉ 1960-1984**

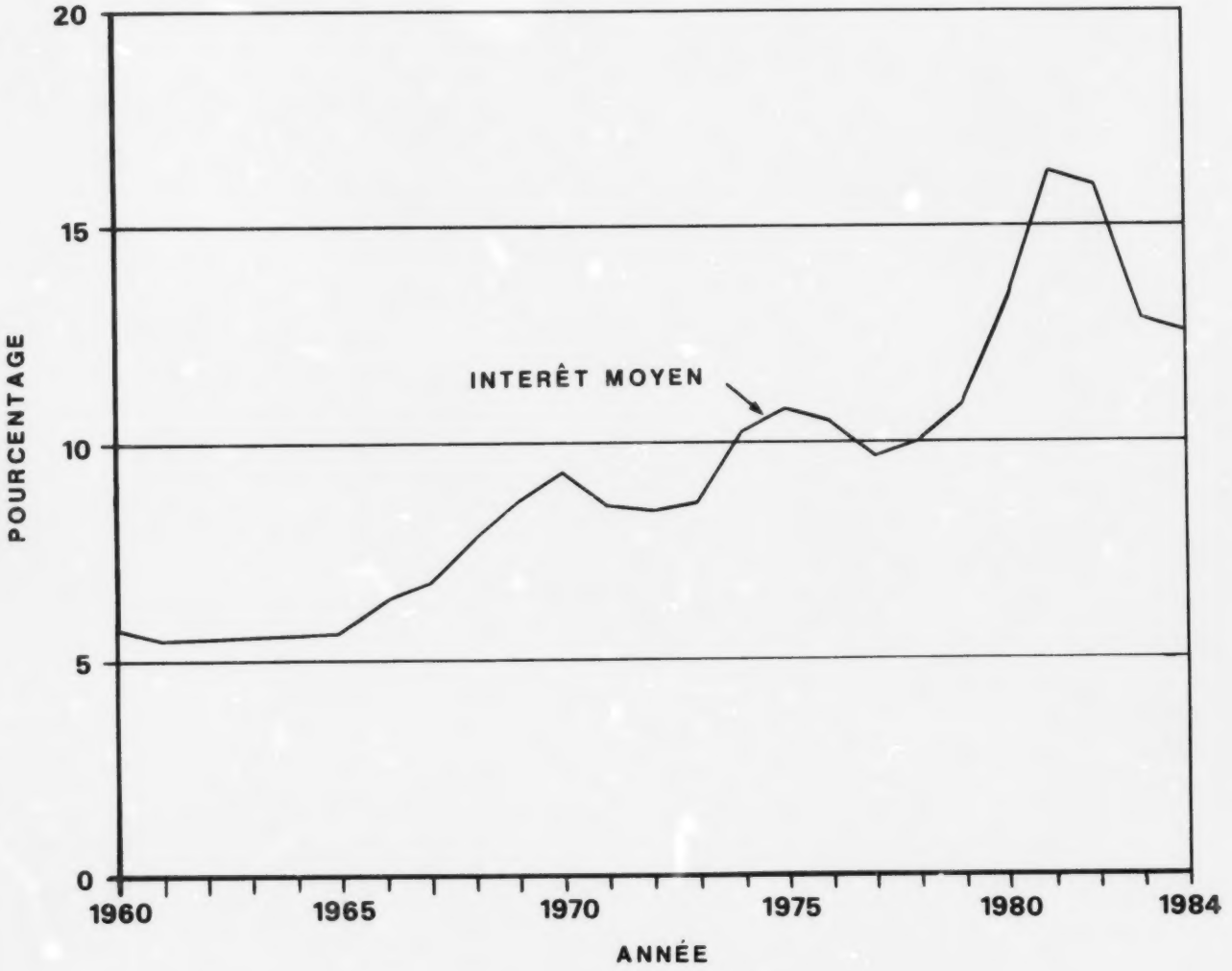


FIGURE 10

TENDANCES DE L'INDICE DES PRIX DANS LE DOMAINE DE LA CONSTRUCTION DES INSTALLATIONS DE PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ, 1968-1984

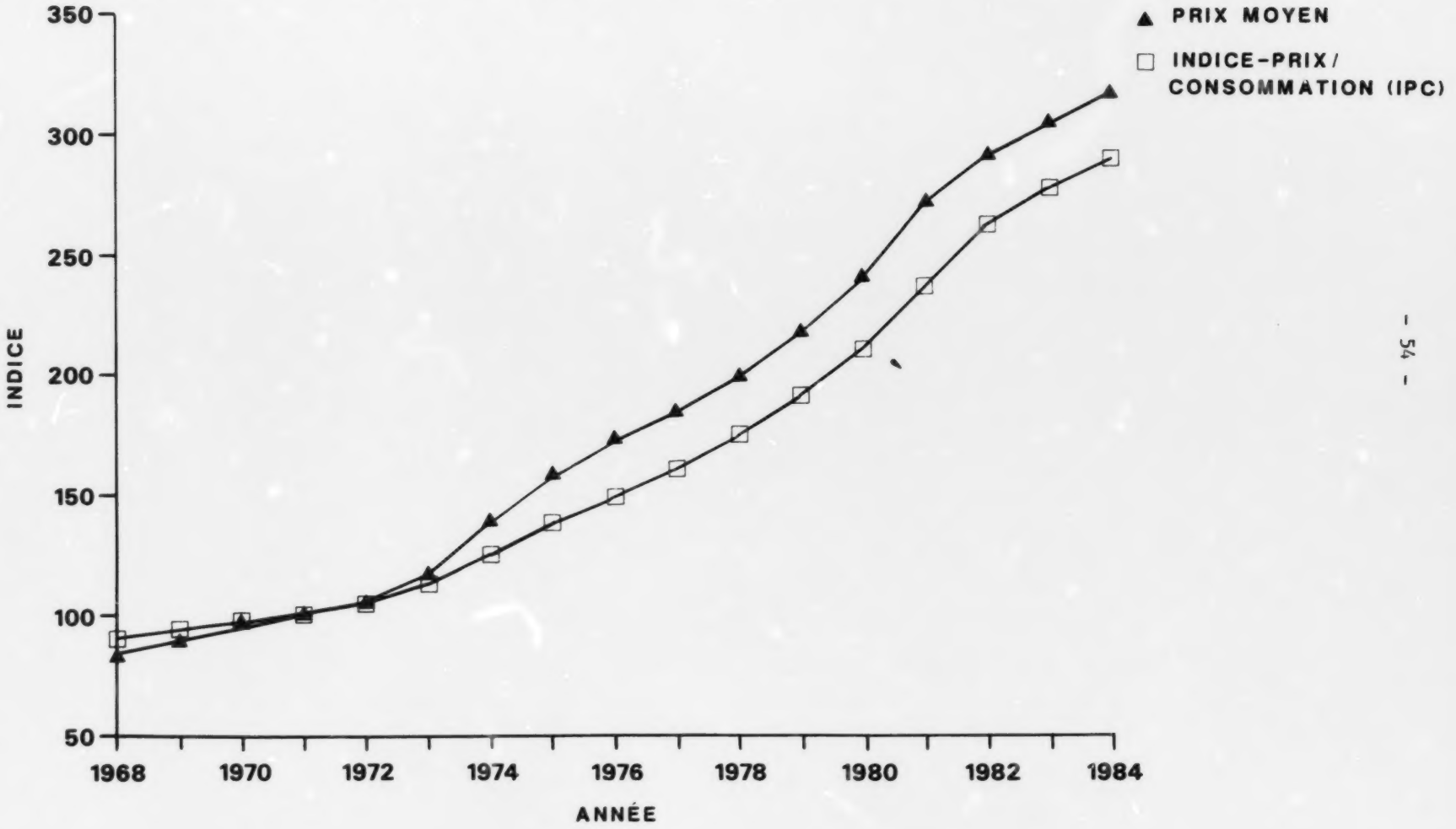


FIGURE 11

COÛT UNITAIRE DU COMBUSTIBLE FOSSILE SERVANT À LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ 1969-1983

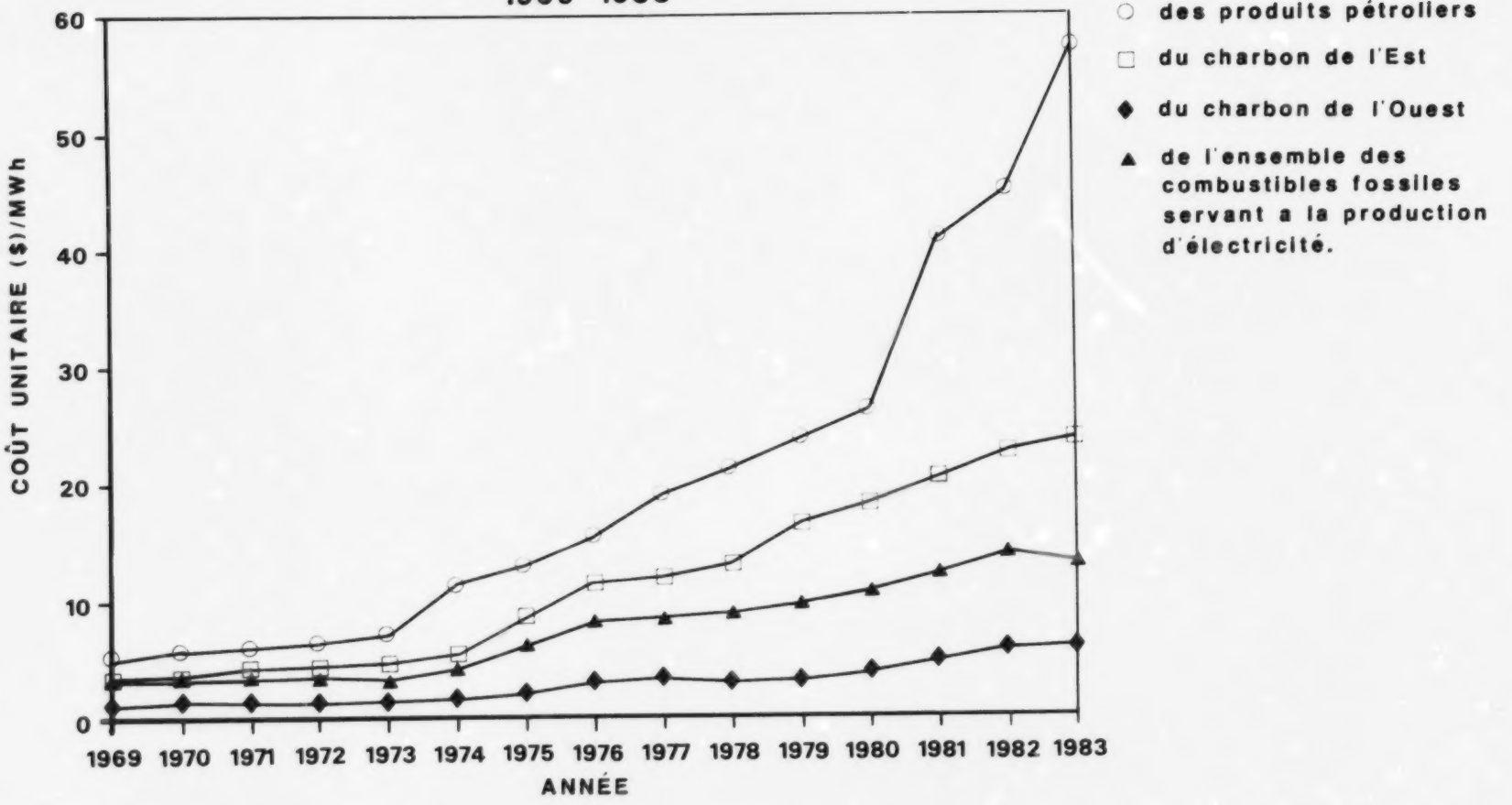


Tableau 33. Revenu moyen tiré des ventes d'électricité, par province

	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983
	(en cents actuels le kWh)									
Terre-Neuve	1.3	1.4	1.4	1.7	2.0	2.2	2.3	2.8	3.6	3.7
Île-du-Prince-Édouard	3.7	4.1	5.1	5.9	6.4	7.2	8.1	10.0	12.0	12.4
Nouvelle-Écosse	2.0	2.5	2.8	3.9	4.4	4.6	4.5	4.9	5.9	6.9
Nouveau-Brunswick	1.6	1.9	2.0	2.4	3.2	3.7	4.1	4.8	5.1	5.3
Québec	1.1	1.3	1.4	1.5	1.7	2.0	2.2	2.6	3.1	3.3
Ontario	1.4	1.6	1.8	2.3	2.4	2.6	2.9	3.2	3.6	3.9
Manitoba	1.2	1.4	1.7	1.9	2.3	2.7	2.8	2.8	2.9	3.0
Saskatchewan	1.6	1.8	2.1	2.4	2.7	2.7	2.9	3.6	4.0	4.2
Alberta	1.7	2.0	2.4	2.7	3.1	3.2	3.4	4.1	4.9	5.2
Colombie-Britannique	1.4	1.6	1.8	2.1	2.2	2.4	2.6	3.0	3.8	3.8
Yukon	2.6	2.7	3.5	4.1	4.4	4.9	5.3	6.7	8.3	8.6
Territoires du Nord-Ouest	3.6	4.0	5.2	6.9	7.7	9.0	10.0	11.5	14.8	18.0
Canada	1.3	1.5	1.7	2.0	2.3	2.5	2.8	3.1	3.7	3.9

Source: Statistique Canada, publication 57-202.

Tableau 34. Coût mensuel de l'électricité dans certaines villes canadiennes, janvier 1984

Secteur Demande facturable (kW) Consommation (kWh)	Résidentiel - 1000	Commercial 100 25 000	Industriel 1000 400 000
		($)	
Saint-Jean	64.73	1 656.25	20 358.62
Charlottetown	116.62	3 368.94	43 745.12
Halifax	65.22	2 027.21	21 104.61
Moncton	57.43	1 865.70	18 450.00
Montréal	37.07	1 261.00	14 719.50
Ottawa	42.45	1 117.85	15 952.85
Toronto	46.90	1 467.90	17 568.00
Winnipeg	33.78	892.87	10 141.70
Regina	41.40	1 384.15	16 859.17
Calgary	49.65	1 445.54	16 670.62
Edmonton	46.00	1 367.60	17 755.59
Vancouver	48.26	1 206.05	14 517.56
Whitehorse	66.30	2 130.00	-
Yellowknife	95.00	3 255.00	48 605.00

Source: Statistique Canada, publication 57-203.

Tableau 35. Augmentation annuelle moyenne des tarifs, 1976-1984

Services publics	Pourcentage de variation des tarifs: moyenne établie pour toutes les catégories de clients								
	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984
Newfoundland Hydro	14.0	8.4	25.0	-	19.0	15.8	-	18.2	-
Newfoundland Light & Power	13.4	9.8	21.2	12.4	11.8	14.6	-	12.0	-
Maritime Electric	(8.0)	17.0	13.0	-	13.1	21.4	-**	-	-
Nova Scotia Power	-	43.0	14.0	12.5	-(2)	-	-	36.6	-
Commission d'énergie du Nouveau-Brunswick	12.0	16.6	9.9	7.9	7.8	9.8	-	8.8	6.2
Hydro-Québec	10.3	9.9	18.7	13.7	13.3	10.6	16.3	7.3	4.0
Hydro-Ontario	14.9	25.6	5.7	7.7	7.3	10.0	10.0	8.2	7.5
Hydro-Manitoba	16.6	15.0	14.9	14.4	-(1)	-	-	9.5	7.9
Saskatchewan Power	13.0	17.0	3.3	8.3	7.9	16.1	-	12.6	9.2
Edmonton Power	10.1	6.0	8.1	-	26.0	12.0	13.2	8.0	5.0
TransAlta Utilities	25.8	14.7	15.6	7.5	-	13.0	4.0	15.0	-
Alberta Power	11.4	20.2	-	-	12.3	28.9	-11.6*	-	-
B.C. Hydro	14.2	12.1	13.4	5.5	7.6	2.6	20.0*	6.0	6.5

(1) En 1979 le gouvernement provincial a gelé les tarifs jusqu'en 1983.

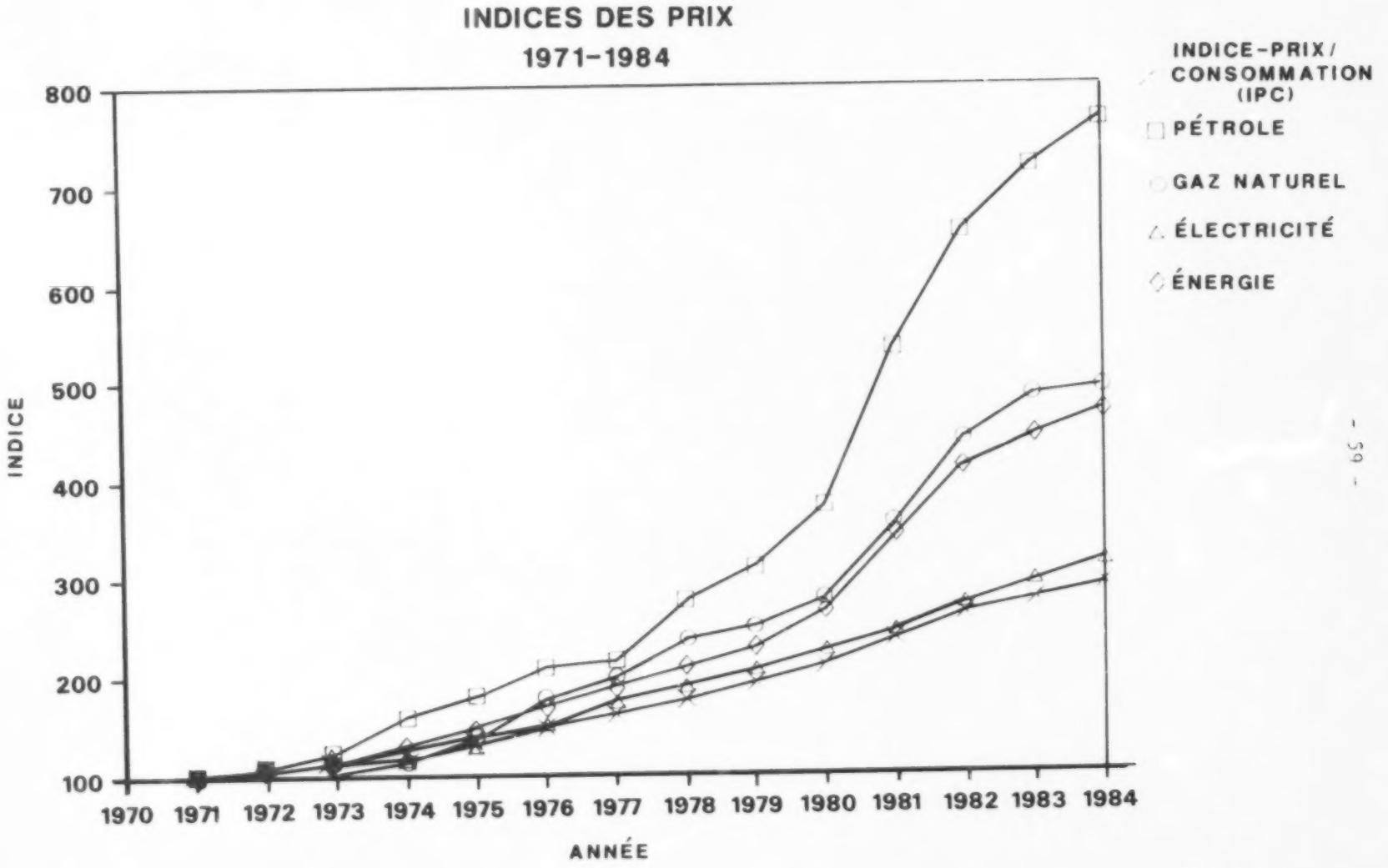
(2) Le gouvernement provincial a gelé les tarifs en 1980.

* D'après la catégorie des consommateurs du secteur résidentiel. La réduction des tarifs découle du rabais accordé par l'Alberta Electric Energy Marketing Agency.

** Ne reflète pas les variations mensuelles des frais de service et de redressement du prix des combustibles.

Source: Énergie, Mines et Ressources

FIGURE 12


INDICES DES PRIX
1971-1984
INDICE-PRIX/ CONSOMMATION (IPC)
PÉTROLE
GAZ NATUREL
ÉLECTRICITÉ
ÉNERGIE
INDICE
800
700
600
500
400
300
200
100
1970 1971 1972 1973 1974 1975 1976 1977 1978 1979 1980 1981 1982 1983 1984
ANNÉE

Annexes

A1. Puissance installée et consommation d'énergie électrique au Canada, 1920-1984

A2. Puissance installée et projetée, 1984

A3. Capacité thermique classique, par type de combustible

A4. Production d'énergie électrique, par type de combustible

A5. Importations et exportations d'électricité effectuées par les provinces

A6. Capacité de production par type

A7. Expansion de la capacité de production installée au Canada, par centrale. Principales augmentations en 1984 et projets pour 1985-2004

Tableau A1. Puissance installée et consommation d'énergie électrique au Canada, 1920-1984

Année	Puissance installée					Consommation d'énergie électrique(a)	Demande moyenne(b)	Demande de pointe(c)	Réserve de production(d)		Facteur de charge(e)
	Thermique										
	Classique	Nucléaire	Total partiel	Hydro-électrique	Total	(GWh)	(MW)	(MW)	(MW)	%	%
1920	300	-	300	1 700	2 000	-	-	-	-	-	-
1930	400	-	400	4 300	4 700	19 468	2 222	-	-	-	-
1940	500	-	500	6 200	6 700	33 062	3 774	-	-	-	-
1950	900	-	900	8 900	9 800	55 037	6 283	-	-	-	-
1955	2 100	-	2 100	12 600	14 700	81 000	9 247	12 536	2 164	17	74
1960	4 392	-	4 392	18 657	23 049	109 302	12 477	17 264	5 785	34	72
1961	5 072	-	5 072	19 019	24 091	110 950	12 666	18 353	5 738	31	69
1962	5 609	20	5 629	19 338	24 967	116 135	13 257	18 937	6 030	32	70
1963	6 180	20	6 200	20 101	26 301	121 510	13 871	20 783	5 518	27	67
1964	6 694	20	6 714	20 313	27 027	133 949	15 291	22 516	4 511	20	68
1965	7 557	20	7 577	21 771	29 348	144 165	16 457	24 167	5 181	21	68
1966	8 307	20	8 327	22 438	30 765	156 956	17 917	25 921	4 844	19	69
1967	9 373	240	9 613	23 353	32 966	165 812	18 928	27 812	5 154	19	68
1968	10 711	240	10 951	24 957	35 908	176 841	20 187	30 300	5 608	19	67
1969	12 321	240	12 561	27 031	39 592	189 522	21 635	32 092	7 500	23	67
1970	14 287	240	14 527	28 298	42 826	202 337	23 098	34 592	8 234	24	67
1971	14 504	1 570	16 075	30 601	46 676	212 882	24 302	35 720	10 956	31	68
1972	15 318	2 126	17 444	32 500	49 944	231 557	26 433	38 921	11 023	28	68
1973	17 711	2 400	20 111	34 266	54 376	249 298	28 459	42 699	11 677	27	67
1974	18 085	2 666	20 751	36 779	57 530	266 956	30 747	42 528	15 002	35	72
1975	21 404	2 666	24 070	37 282	61 352	265 955	30 360	46 187	15 165	33	66
1976	23 039	3 466	26 505	39 488	65 993	284 829	32 515	49 537	16 456	33	66
1977	24 699	5 066	29 765	40 810	70 575	299 673	34 209	52 001	18 574	36	66
1978	26 154	5 866	32 020	41 898	73 918	316 435	36 123	54 106	19 812	37	67
1979	27 353	5 866	33 219	44 009	77 228	323 465	36 925	55 699	21 529	39	66
1980	27 853	5 866	33 719	47 919	81 634	340 069	38 821	59 170	22 464	38	66
1981	28 493	5 600	34 093	49 216	83 308	346 333	39 536	59 237	24 071	41	67
1982	28 957	6 547	35 504	50 007	85 511	345 115	39 397	62 417	23 094	37	63
1983r	30 748	7 505	38 253	51 274	89 527	359 764	41 077	66 866	22 626	34	61
1984*	31 068	9 587	40 645	54 875	95 530	385 516	44 009	69 044	26 486	38	64

(a) 1920-1955: Données approximatives calculées en utilisant les données actuelles de Statistique Canada pour les centrales qui produisent de l'énergie destinée à la vente, auxquelles ont été ajoutées les estimations relatives aux centrales produisant exclusivement pour leur propre usage. Perspectives de l'énergie au Canada, (Commission royale d'enquête sur les perspectives économiques du Canada) John Davis, 1957. 1956-1981, Statistique Canada, publication 57-202.

(b) Demande moyenne = consommation d'énergie ÷ 8 760 (heure/an)

(c) Statistique Canada, publication 57-204

(d) Marge de réserve = $\frac{\text{(capacité installée - demande de pointe)}}{\text{demande de pointe}}$

(e) Facteur de charge = demande moyenne ÷ demande de pointe

* Données préliminaires r - Chiffres révisés.

Tableau A2. Puissance installée et projetée, 1984 (MW)

	Hydro-électrique	Nucléaire	Thermique classique*	Total	% du total canadien
Terre-Neuve	6 215	0	752	6 967	7.29
Île-du-Prince-Édouard	0	0	122	122	.13
Nouvelle-Écosse	386	0	1 982	2 368	2.48
Nouveau-Brunswick	901	680	1 904	3 485	3.65
Québec	24 762	951	1 119	26 832	28.09
Ontario	7 131	7 956	13 672	28 759	30.10
Manitoba	3 641	0	501	4 142	4.34
Saskatchewan	576	0	2 074	2 650	2.77
Alberta	734	0	6 893	7 627	7.98
Colombie-Britannique	10 379	0	1 867	12 246	12.82
Yukon	102	0	40	142	.15
Territoires du Nord-Ouest	49	0	142	191	.20
Total canadien au 31 décembre 1984**	54 876	9 587	31 068	95 531	100.00
Pourcentage de la capacité totale à la fin de 1984	57.44	10.04	32.52	100	-
Augmentations nettes en 1984**	3 601	1 813	623	6 037	-
Augmentations prévues en 1985	1 640	462	1 300	3 402	-

* Détails fournis au Tableau A3. La rubrique "Thermique classique" comprend la vapeur, les turbines à gaz et la combustion interne.

** Données préliminaires.

Source: Énergie, Mines and Ressources - Questionnaire distribué aux services publics.

Tableau A3. Capacité thermique classique, par type de combustible. Données préliminaires au 31 décembre 1984 (MW)

	Vapeur					Turbines à gaz			Combustion interne			Toutes sources thermiques classiques				
	Charbon	Mazout	Gaz	Autres*	Total	Mazout	Gaz	Total	Mazout	Gaz	Total	Charbon	Mazout	Gaz	Autres*	Total
Terre-Neuve	-	503	-	-	503	170	-	170	79	-	79	-	752	-	-	752
Île-du-Prince-Édouard	-	71	-	-	71	41	-	41	11	-	11	-	122	-	-	122
Nouvelle-Écosse	946	831	-	-	1 777	205	-	205	1	-	1	946	1037	-	-	1 982
Nouveau-Brunswick	285	1 551	-	40	1 876	23	-	23	5	-	5	285	1 579	-	40	1 904
Québec	-	630	-	10	640	363	-	363	116	-	116	-	1 110	-	10	1 119
Ontario	10 35	2 298	165	86	12 899	581	181	762	4	6	10	10 350	2 883	352	86	13 671
Manitoba	419	-	4	23	446	24	-	24	32	-	32	419	55	4	23	501
Saskatchewan	1 772	-	106	43	1 922	-	146	146	7	-	7	1 772	7	252	43	2 074
Alberta	4 873	66	1 279	107	6 325	-	524	524	14	30	44	4 873	80	1 833	107	6 893
Colombie-Britannique	-	124	1 038	256	1 419	185	154	339	91	18	109	-	400	1 210	256	1 867
Yukon	-	-	-	-	-	-	-	-	40	-	40	-	40	-	-	40
Territoires du Nord-Ouest	-	-	-	-	-	-	-	-	141	-	141	-	141	-	-	141
Canada	18 645	6 073	2 592	564	27 876	1 592	1 005	2 598	540	54	595	18 645	8 206	3 652	564	31 068

* Essentiellement des déchets de bois et du goudron de bois.

Source: Énergie, Mines and Ressources - Questionnaire distribué aux services publics.

Tableau A4. Production d'énergie électrique, par type de combustible, 1984 (GWh)

	Sources thermiques classiques									% produit par	
	Charbon	Mazout	Gaz*	Total partiel	Nucléaire	Hydro-électrique	Autres	Total	% de la production totale	Services publics d'électricité	Établissements industriels
Terre-Neuve	0	781	0	781	0	44 522	0	45 303	10.7	98.9	1.1
Île-du-Prince-Édouard	141	2	0	132	0	0	0	143	0.0	100.0	0.0
Nouvelle-Écosse	5 196	995	0	6 191	0	1 031	0	7 222	1.7	95.1	4.9
Nouveau-Brunswick	477	3 426	0	3 903	5 011	3 093	87	12 094	2.8	94.3	5.6
Québec	0	141	0	141	3 422	118 504	1	122 067	28.7	85.2	14.7
Ontario	33 339	366	979	38 684	40 833	40 836	240	120 593	28.5	96.8	3.1
Manitoba	211	28	2	241	0	21 226	12	21 479	5.1	99.7	0.3
Saskatchewan	9 097	34	482	9 613	0	1 705	208	11 526	2.7	96.8	3.1
Alberta	27 747	99	1 326	29 172	0	1 427	460	31 059	7.3	91.5	8.5
Colombie-Britannique	0	456	1 381	1 837	0	50 244	292	52 373	12.3	78.7	21.3
Yukon/TNO	0	198	0	198	0	550	0	748	0.2	100.0	.0
Canada	77 964	8 770	4 170	90 904	49 266	283 138	1 300	424 608	100.0	91.1	8.9

* Quantités estimatives.

Source: Statistique Canada.

Tableau A5. Importations et exportations d'électricité effectuées par les provinces (GWh)

		Commerce interprovincial			Commerce international			Total des exportations nettes
	Année	Exportations	Importations	Exportations nettes	Exportations	Importations	Exportations nettes	
Terre-Neuve	1984	36 043	-	36 043				36 043
	1983r	31 229	-	31 229	-	-	-	31 229
	1982	35 777	-	35 777	-	-	-	35 777
Île-du-Prince-Édouard	1984	-	539	-539	-	-	-	-539
	1983	-	519	-519	-	-	-	-519
	1982	-	476	-476	-	-	-	-476
Nouvelle-Écosse	1984	282	301	-19				-19
	1983r	121	737	-616	-	-	-	-616
	1982	133	216	-83	-	-	-	-83
Nouveau-Brunswick	1984	840	4 588	-3 748	5 657	17	5 640	1 892
	1983r	1 258	4 092	-2 834	5 312	70	5 242	2 408
	1982	692	3 746	-3 054	3 029	71	2 958	-96
Québec	1984	11 668	36 113	-24 445	11 250	8	11 242	-13 203
	1983r	9 349	31 281	-21 932	10 228	9	10 219	-11 713
	1982	9 386	35 833	-26 447	8 530	7	8 523	-17 924
Ontario	1984	64	8 302	-8 238	11 370	913	10 457	2 219
	1983r	64	6 333	-6 269	12 657	469	12 188	5 919
	1982	60	6 845	-6 785	11 168	403	10 765	3 980
Manitoba	1984	2 565	1 300	1 265	5 057	43	5 014	6 279
	1983r	2 565	1 222	1 343	5 994	19	5 975	7 318
	1982	2 460	1 088	1 372	5 255	214	5 041	6 413
Saskatchewan	1984	1 302	1 625	-323	86	66	20	-303
	1983r	1 211	1 610	-399	81	84	-3	-402
	1982	1 087	1 388	-301	60	31	29	-272
Alberta	1984	262	302	-40	-	2	-2	-42
	1983r	46	166	-120	-	2	-2	-122
	1982	189	447	-258	-	2	-2	260

Tableau A5. Importations et exportations d'électricité effectuées par les provinces (GWh) (suite)

	Commerce interprovincial				Commerce international			Total des exportations nettes
	Année	Exportations	Importations	Exportations nettes	Exportations	Importations	Exportations nettes	
Colombie-Britannique	1984	298	262	36	8 015	1 294	6 721	6 757
	1983r	163	46	117	4 708	2 242	2 466	2 583
	1982	444	189	255	6 171	2 119	4 052	4 307
Yukon	1984	-	-	-	-	-	-	-
	1983	-	-	-	-	-	-	-
	1982	-	-	-	-	-	-	-
Territoires du Nord-Ouest	1984	-	-	-	-	-	-	-
	1983	-	-	-	-	-	-	-
	1982	-	-	-	-	-	-	-
Canada	1984				41 435	2 343*	39 092	39 092
	1983r	-	-	-	38 980	2 895*	36 085	36 085
	1982	-	-	-	34 213	2 847*	31 366	31 366

r = Révisé.
* Comprend les échanges.

Source: Statistique Canada.

Tableau A6. Capacité de production par type (MW)

	Vapeur	Turbine à gaz	Combustion interne	Nucléaire	Total thermique	Hydro-électrique	Total
TERRE-NEUVE							
Total à la fin de 1983	502.60	170.39	78.75	-	751.74	6 212.70	6 964.44
Augmentations en 1984	-	-	-	-		2.28	2.28
Total à la fin de 1984	502.60	170.39	78.75	-	751.74	6 214.98	6 966.72
Augmentations projetées							
1985	-	-	-	-	-	5.51	5.51
1986	-	-	-	-	-	127.00	127.00
Total à la fin de 1986	502.60	170.39	78.75	-	751.74	6 342.59	7 094.33
ÎLE-DU-PRINCE-ÉDOUARD							
Total à la fin de 1983	70.50	40.85	11.14	-	122.49	-	122.49
Augmentations en 1984	-	-	-	-	-	-	-
Total à la fin de 1984	70.50	40.85	11.14	-	122.49	-	122.49
NOUVELLE-ÉCOSSE							
Total à la fin de 1983	1 626.88	205.00	0.60	-	1 832.48	366.40	2 198.88
Augmentations en 1984	150.00	-	-	-	150.00	20.00	170.00
Total à la fin de 1984	1 776.88	205.00	0.60	-	1 982.48	386.40	2 368.88
Augmentations projetées							
1985	150.00	-	-	-	150.00		150.00
1986	-	-	-	-	-	7.30	7.30
1991	300.00	-	-	-	300.00	-	300.00
Total à la fin de 1991	2 226.88	205.00	0.60	-	2 432.48	393.70	2 826.18
NOUVEAU-BRUNSWICK							
Total à la fin de 1983	1 876.08	23.38	4.84	680.00	2 584.30	901.03	3 485.33
Augmentations en 1984	-	-	-	-	-	-	-
Total à la fin de 1984	1 876.08	23.38	4.84	680.00	2 584.30	901.03	3 485.33

Tableau A6. Capacité de production par type (MW) (suite)

	Vapeur	Turbine à gaz	Combustion interne	Nucléaire	Total thermique	Hydro-électrique	Total
QUÉBEC							
Total à la fin de 1983	639.75	362.88	114.45	951.40	2 068.48	22 585.02	24 653.50
Augmentations en 1984	-	-	2.02		2.02	2 176.48	2 176.48
Total à la fin de 1984	639.75	362.88	116.47	951.40	2 070.50	24 761.50	26 829.98
Augmentations projetées							
1985	-	-	-	-	-	883.50	883.50
1986	-	-	-	-	-	-	-
1987	-	-	-	-	-	21.00	21.00
1988	-	-	-	-	-	-	-
1989	-	-	-	-	-	988.00	988.34
1990	-	-	-	-	-	-	-
1991	-	-	-	-	-		-
1992	-	-	-	-	-	633.00	633.00
1993	-	-	-	-	-	734.00	734.00
1994	-	-	-	-	-	736.17	736.17
Total à la fin de 1994	639.75	362.88	116.47	951.40	2 070.50	28 757.17	30 827.67
ONTARIO							
Total à la fin de 1983	12 897.73	729.59	10.02	6 140.00	19 777.34	7 131.20	26 908.54
Augmentations en 1984	-	33.00	2.02	1 816.00	1 851.02		1 851.02
Total à la fin de 1984	12 897.73	762.59	12.04	7 956.00	21 628.36	7 131.20	28 759.58
Augmentations projetées							
1985	206.00	104.00	-	1 300.00	1 610.00	-	1 610.00
1986	-	-	-	784.00	784.00	-	784.00
1987	-	-	-	784.00	784.00	-	784.00
1988	-	-	-	881.00	881.00	-	881.00
1989	-	-	-	881.00	881.00	-	881.00
1990	-	-	-			-	-
1991	-	-	-	881.00	881.00	-	881.00
1992	-	-	-	881.00	881.00	-	881.00
Total à la fin de 1992	13 103.73	866.59	12.04	14 348.00	28 330.36	7 131.20	35 461.56

Tableau A6. Capacité de production par type (MW) (suite)

	Vapeur	Turbine à gaz	Combustion interne	Nucléaire	Total thermique	Hydro-électrique	Total
MANITOBA							
Total à la fin de 1983	445.80	23.80	31.63	-	501.23	3 641.10	4 142.33
Augmentations en 1984	-	-	-	-	-	-	-
Total à la fin de 1984	445.80	23.80	31.63	-	501.23	3 641.10	4 142.33
Augmentations projetées							
1990	-	-	-	-	-	256.00	256.00
1991	-	-	-	-	-	640.00	640.00
1992	-	-	-	-	-	384.00	384.00
1996	-	-	-	-	-	87.50	87.50
1997	-	-	-	-	-	262.50	262.50
1998	-	-	-	-	-		
1999	-	-	-	-	-	130.00	130.00
2000	-	-	-	-	-	520.00	520.00
2001	-	-	-	-	-	650.00	650.00
Total à la fin de 2001	445.80	23.80	31.63	-	501.23	6 571.10	7 072.33
SASKATCHEWAN							
Total à la fin de 1983	1 921.76	103.92	6.75	-	2 032.43	575.50	2 607.93
Augmentations en 1984		42.00	-	-	42.00	-	42.00
Total à la fin de 1984	1 921.76	145.92	6.75	-	2 074.43	575.50	2 649.93
Augmentations projetées							
1985	-	-	-	-	-	168.00	168.00
1986	-	-	-	-	-	84.00	84.00
Total à la fin de 1986	1 921.76	145.92	6.75	-	2 074.43	827.50	2 901.93

Tableau A6. Capacité de production par type (MW) (suite)

	Vapeur	Turbine à gaz	Combustion interne	Nucléaire	Total thermique	Hydro-électrique	Total
ALBERTA							
Total à la fin de 1983	5 930.91	524.10	44.26	-	6 499.27	733.70	7 232.97
Augmentations en 1984	394.00	-	-	-	394.00	-	394.00
Total à la fin de 1984	6 324.91	524.10	44.26	-	6 893.27	733.70	7 626.97
Augmentations projetées							
1985	-	-	-	-	-	-	-
1986	380.00	-	-	-	380.00	-	380.00
1987	-	-	-	-	.00	5.00	5.00
1988	400.00	-	-	-	400.00	-	400.00
1989	400.00	-	-	-	400.00	-	400.00
1990	380.00	-	-	-	380.00	-	380.00
1992	750.00	-	-	-	750.00	-	750.00
1993	750.00	-	-	-	750.00	-	750.00
1994	-	-	-	-	-	-	-
1995	-	-	-	-	-	-	-
1996	375.00	-	-	-	375.00	759.00	1 134.00
1997	375.00	-	-	-	375.00	906.00	1 281.00
1998	-	-	-	-	.00	151.00	151.00
1999	375.00	-	-	-	375.00	-	375.00
2000	750.00	-	-	-	750.00	-	750.00
2001		100.00	-	-	100.00		100.00
2002	-	200.00	-	-	200.00	-	200.00
2003	750.00		-	-	750.00	-	750.00
2004		100.00	-	-	100.00	-	100.00
Total à la fin de 2004	12 009.91	924.10	44.26	-	12 978.27	2 554.70	15 532.97

Tableau A6. Capacité de production par type (MW) (suite)

	Vapeur	Turbine à gaz	Combustion interne	Nucléaire	Total thermique	Hydro-électrique	Total
COLOMBIE-BRITANNIQUE							
Total à la fin de 1983	1 418.89	339.20	108.94	-	1 867.03	8 996.54	10 863.57
Augmentations en 1984	-	-	-	-	-	1 382.00	1 382.00
Total à la fin de 1984	1 418.89	339.20	108.94	-	1 867.03	10 378.54	12 245.57
Augmentations projetées							
1985	-	-	-	-	-	460.75	460.75
2000	-	-	-	-	-	120.00	120.00
2001	-	-	-	-	-	60.00	60.00
2002	-	-	-	-	-	110.00	110.00
2003	-	-	-	-	-	165.00	165.00
Total à la fin de 2003	1 418.89	339.20	108.94	-	1 867.03	11 294.29	13 161.32
YUKON ET TERRITOIRES DU NORD-OUEST							
Total à la fin de 1983	-	-	181.13	-	181.13	130.70	311.83
Augmentations en 1984	-	-	-	-	-	20.00	20.00
Total à la fin de 1984	-	-	181.13	-	181.13	150.70	331.83
Augmentations projetées							
1985			1.50		1.50		1.50
1988						.75	.75
Total à la fin de 1988	-	-	182.63	-	182.63	151.45	334.08

Tableau A6. Capacité de production par type (MW) (suite)

	Vapeur	Turbine à gaz	Combustion interne	Nucléaire	Total thermique	Hydro-électrique	Total
CANADA							
Total à la fin de 1983	27 330.90	2 523 11	592.51	7 771.40	38 217.92	51 273.89	89 491.81
Augmentations en 1984	544.00	75.00	4.04	1 816.00	2 439.04	3 600.76	6 039.80
Total à la fin de 1984	27 874.90	2 598.11	596.55	9 587.40	40 656.96	54 874.65	95 531.61
Augmentations projetées							
1985	356.00	104.00	1.50	1 300.00	1 761.50	1 639.55	3 401.05
1986	380.00	-	-	784.00	1 164.00	91.61	1 255.61
1987	.00	-	-	784.00	784.00	26.00	810.00
1988	400.00	-	-	881.00	1 281.00	.75	1 281.75
1989	400.00	-	-	881.00	1 281.00	988.00	2 269.00
1990	380.00	-	-	-	380.00	256.00	636.00
1991	300.00	-	-	881.00	1 181.00	640.00	1 821.00
1992	750.00	-	-	881.00	1 631.00	1 017.00	2 648.00
1993	750.00	-	-	-	750.00	734.00	1 484.00
1994	-	-	-	-	-	736.17	736.17
1995	-	-	-	-	-	-	-
1996	375.00	-	-	-	375.00	846.50	1 221.50
1997	375.00	-	-	-	375.00	1 168.50	1 543.50
1998	-	-	-	-	-	151.00	151.00
1999	375.00	-	-	-	375.00	130.00	505.00
2000	750.00	-	-	-	750.00	640.00	1 390.00
2001	-	100.00	-	-	100.00	710.00	810.00
2002		200.00	-	-	200.00	110.00	310.00
2003	750.00	-	-	-	750.00	165.00	915.00
2004	-	100.00	-	-	100.00	.00	100.00
Total à la fin de 2004	34 215.90	3 102.11	598.05	15 979.40	53 895.46	64 924.73	118 820.19

Source: Énergie, Mines and Ressources - Questionnaire distribué aux services publics.

Tableau A7. Expansion de la capacité de production installée de combustibles par centrale
Principales augmentations en 1984 et projets pour 1985 - 2004

Province et centrale	Type*	Augmentations en 1984 (MW)	Année	Augmentations projetées (MW)	Situation	Puissance projetée de la centrale (MW)
TERRE-NEUVE						
Topsail	H	2.25			I	3.45
Lookout Brook	H	2.65			I	7.85
Cat Arm	H		1985	2 x 63.50	C	127.00
Petty Harbour	H		1985	1 x 0.30	P	
			1986	1 x 0.30	P	5.61
NOUVELLE-ÉCOSSE						
Annapolis Royal	H	20.0			I	20.00
Lingan	V(C)	150.0			I	
			1985	150.0	C	600.00
Fall River	H		1986	0.5	P	0.50
Nictaux	H		1986	6.8	P	6.80
Nouvelle centrale thermique	V(C)		1991	300.0	P	300.00
QUÉBEC						
La Grande - LG-3	H	2 x 192			I	2 304.00
Lac Robertson	H		1987	2 x 10.5	P	21.00
			1992	2 x 316.5	P	
La Grande 2	H		1993	2 x 317	P	
			1994	2 x 316.5	P	3 820.00
LG-4	H	6 x 294.5			I	
			1985	4 x 284.5	C	2 650.50
Manic 5	H		1989	4 x 247	C	2 280.00
Lieux divers	H		1993	100	P	
			1994	100	P	
	CI	2.02			I	
	H	25.48			I	
ONTARIO						
Atikokan	V(C)		1985	206	C	
Bruce B	N	784	1985	784	C	
			1986	784	C	
			1987	784	C	
	TG	2 x 16.5			I	3 169.00
Darlington	N		1988	881	C	
			1989	881	C	
			1991	881	C	
			1992	881	C	
	TG		1985	4 x 26	P	3 628.00
Pickering B	N	2 x 516			I	
			1985	516	C	2 064.00

Tableau A7. Expansion de la capacité de production installée au Canada, par centrale.
Principales augmentations en 1984 et projets pour 1985 - 2004 (suite)

Province et centrale	Type*	Augmentations en 1984 (MW)	Année	Augmentations projetées (MW)	Situation	Puissance projetée de la centrale (MW)
MANITOBA						
Limestone	H		1990	2 x 128	P	
			1991	5 x 128	P	
			1992	3 x 128	P	1 280.00
Wuskwatim	H		1996	87.5	P	
			1997	3 x 87.5	P	350.00
Conawapa	H		1999	130	P	
			2000	4 x 130	P	
			2001	5 x 130	P	1 300.00
SASKATCHEWAN						
Nipawin	H		1985	2 x 84	C	
			1986	84	C	252.00
Meadow Lake	TG	42				42.00
ALBERTA						
Genesee	V(C)		1988	400	C	
			1989	400	C	800.00
Keephills	V(C)	394			I	
			1993	375	P	
			1995	375	P	1 544.00
Sheerness	V(C)		1986	380	C	
			1990	380	C	760.00
Jasper	H		1987	5	P	6.40
Slave River	H		1996	2 x 153	P	-
			1996	3 x 151	P	-
			1997	6 x 151	P	-
			1998	151	P	1 816.00
Nouvelle centrale à vapeur	V(C)		1993	375	P	-
			1995	375	P	-
			1996	375	P	
			1997	375	P	
			1999	375	P	
			2000	2 x 375	P	
			2003	375	P	
			2005	375	P	3 375.00

Tableau A7. Expansion de la capacité de production installée au Canada, par centrale.
Principales augmentations en 1984 et projets pour 1985 - 2004 (suite)

Province et centrale	Type*	Augmentations en 1984 (MW)	Année	Augmentations projetées (MW)	Situation	Puissance projetée de la centrale (MW)
COLOMBIE-BRITANNIQUE						
Keenleyside	H		2000	2 x 60	P	
			2001	1 x 60	P	210.00
Murphy Creek	H		2002	2 x 55	P	
			2003	3 x 55	P	275.00
Revelstoke	H	3 x 460.75			I	
			1985	460.75	C	1 843.00
YUKON						
Réseau de Whitehorse	H	20.0			I	39.39

Légende

H	Hydro-électrique	TG	Turbine à gaz
V(C)	Vapeur (Charbon)	E	Éolienne
V(G)	Vapeur (Gaz)	I	Installée
N	Nucléaire	C	En construction
CI	Combustion interne	P	Projetée

Source: Énergie, Mines and Ressources - Questionnaire distribué aux services publics.

DÉFINITIONS ET ABRÉVIATIONS

Courant alternatif (c.a.): courant qui alterne périodiquement de sens. En Amérique du Nord, la norme du courant alternatif est de 60 cycles complets à chaque seconde. On dit d'un tel courant électrique qu'il a une fréquence de 60 hertz. Le courant alternatif est utilisé universellement dans les réseaux d'électricité, car il peut être transporté et distribué bien plus économiquement que le courant continu.

Charge de base: charge minimale constante sur une période donnée.

British Thermal Unit (Btu): unité de mesure de la chaleur; la quantité de chaleur nécessaire pour élever d'un degré Fahrenheit d'une livre d'eau.

Capacité: dans l'industrie de l'énergie électrique, ce mot a deux significations:

1. Puissance du réseau: la capacité maximale de livraison d'énergie d'un réseau. Par exemple, un service public peut avoir une capacité nominale de 5 000 mégawatts, ou encore il peut vendre 50 mégawatts de capacité (c'est-à-dire de puissance).

2. La puissance de transport de l'équipement: la quantité maximale de puissance qu'une certaine pièce de matériel est capable de transporter. Par exemple, une unité de production d'électricité pourrait avoir une capacité nominale de 50 mégawatts.

Facteur de capacité: pour n'importe quelle pièce de matériel, le rapport de la charge moyenne pour une période donnée sur la capacité nominale.

Production mixte: production combinée d'électricité et de chaleur utile. Ce système offre de grandes possibilités dans les industries où une forte demande d'électricité est associée à une forte demande de vapeur.

Courant: flux d'électricité dans un conducteur. Le courant est mesuré en ampères.

Frais liés à la demande: prix de l'électricité établi d'après le niveau de demande le plus élevé chez un client au cours d'une période déterminée, habituellement un mois, indépendamment de la quantité d'énergie consommée (par exemple, 2 $ le kilowatt par mois). Les frais liés à l'énergie constituent un autre type de facturation.

Courant continu (c.c.): courant qui s'écoule constamment dans la même direction (par opposition au courant alternatif). Le courant fourni par une pile ou une batterie est un courant continu.

DÉFINITIONS ET ABRÉVIATIONS (SUITE)

Énergie d'économie: énergie vendue par un service d'électricité à un autre, pour économiser sur les coûts de production lorsque l'acheteur dispose d'une capacité suffisante pour approvisionner les charges de son propre réseau.

Énergie électrique: quantité d'électricité livrée sur une période donnée. Le kilowatt-heure (kWh) est l'unité de mesure généralement utilisée.

Puissance: taux de livraison de l'énergie électrique et unité de mesure de la capacité. L'unité de base est le kilowatt (kW).

Frais liés à l'énergie: prix de l'électricité établi d'après la quantité d'énergie utilisée (par exemple, 20 mils le kWh). Les frais liés à la demande sont un autre mode de facturation.

Puissance garantie: puissance électrique disponible à tout moment pendant la période de l'entente.

Fréquence: nombre de cycles qu'effectue le courant alternatif en une seconde. La norme nord-américaine est de 60 cycles par seconde ou 60 hertz.

Gigawatt-heure (GWh): unité d'énergie qui vaut un million de kilowatts-heures ou un milliard de watts-heures.

Hauteur de chute: différence d'élévation entre le niveau de l'eau retenue immédiatement en amont d'une centrale hydro-électrique et le niveau d'eau immédiatement en aval de celle-ci (mesurée en pieds ou en mètres). Le rendement de la centrale est proportionnel à la hauteur de chute.

Hertz (Hz): unité de fréquence pour le courant alternatif, anciennement appelée cycles par seconde. La fréquence normalisée pour l'alimentation électrique en Amérique du Nord est de 60 hertz.

Capacité installée: capacité mesurée aux bornes de sortie de tous les groupes électriques d'une centrale, sans déduction des besoins de service de celle-ci.

Énergie interruptible: énergie disponible en vertu d'une entente qui autorise la diminution ou l'interruption de la livraison au choix du fournisseur.

DÉFINITIONS ET ABRÉVIATIONS (SUITE)

Joule: unité internationale d'énergie. Énergie produite par une puissance d'un watt pendant une seconde. Le joule est une très petite unité de mesure; il y a environ 3,6 millions de joules dans un kilowatt-heure.

Kilovolt (kV): 1000 volts.

Kilowatt (kW): unité commerciale d'énergie électrique qui vaut 1000 watts. Pour se faire une meilleure idée de ce que représente un kilowatt, on peut dire que c'est la quantité d'énergie requise pour allumer 10 ampoules électriques de 100 watts.

Kilowatt-heure (kWh): unité commerciale d'énergie électrique qui vaut 1000 watts-heure. Pour se faire une meilleure idée de ce que représente un kilowatt-heure, on peut dire que c'est la quantité d'électricité consommée par 10 ampoules électriques de 100 watts qui brûlent pendant une heure. Un kilowatt-heure est égal à 3,6 millions de joules.

Charge: quantité de puissance ou d'énergie électrique consommée par un client particulier ou par un groupe de clients.

Facteur de charge: coefficient de la charge moyenne pendant une période donnée sur la charge de pointe maximale au cours de la même période (exprimé habituellement en pourcentage).

Mégawatt (MW): unité de puissance égale à 1000 kilowatts.

Mégawatt-heure (MWh): unité de puissance égale à 1000 kilowatts-heures.

Mil: 1/1000^{e} de dollar.

Demande de pointe: charge maximale consommée par un client, un groupe de clients ou un réseau pendant une période fixe telle un mois ou un an. Cela peut être la charge maximale instantanée ou, de façon plus habituelle, la charge moyenne sur un intervalle court, une heure par exemple. Exprimée normalement en kilowatts ou en mégawatts.

Réseau d'électricité: toutes les installations d'un service d'électricité: centrales, transformateurs, postes de commutation, lignes de transport et tous les éléments de sécurité nécessaires pour assurer le service aux clients.

Source d'énergie primaire: source d'énergie à partir de laquelle l'électricité est produite, par exemple les chutes d'eau, l'uranium (par fission nucléaire) le charbon, le mazout, le gaz naturel, le vent, l'énergie marémotrice, etc.

DÉFINITIONS ET ABRÉVIATIONS (SUITE)

Capacité de réserve: capacité supplémentaire requise dans un réseau d'électricité, en sus de la charge de pointe prévue. Une telle réserve est requise pour deux raisons principales: en cas de panne imprévue du matériel électrogène, et au cas où la charge de pointe réelle serait supérieure aux prévisions.

Tension: force électrique ou différence de potentiel qui provoque un débit de courant dans un circuit (tout comme la pression provoque le débit de l'eau dans un tuyau). La tension est mesurée en volts (V) ou en kilovolts (kV). Un kV est égal à 1000 volts.

Watt: unité scientifique de puissance électrique. Production d'énergie égale à un joule par seconde. Une ampoule électrique ordinaire a une valeur nominale de 25, 40, 60 ou 100 watts, ce qui signifie qu'elle consomme cette quantité de puissance lorsqu'elle est allumée. Un cheval vapeur impérial (HP) est égal à 746 watts.